国家出版基金项目
NATIONAL PUBLICATION FOUNDATION

中国电力百科全书

（第三版）

•电力系统卷•

《中国电力百科全书》编辑委员会
《中国电力百科全书》编　辑　部
编

中国电力出版社

国家出版基金项目
NATIONAL PUBLICATION FOUNDATION
“十二五”国家重点图书
出版规划项目

中国电力百科全书

（第三版）

电力系统卷

《中国电力百科全书》编辑委员会
《中国电力百科全书》编 辑 部
编

CHINA
ELECTRIC POWER
ENCYCLOPEDIA

中国电力出版社

图书在版编目（CIP）数据

中国电力百科全书．电力系统卷/《中国电力百科全书》编辑委员会，《中国电力百科全书》编辑部编．—3版．—北京：中国电力出版社，2014.6
ISBN 978－7－5123－5142－4

Ⅰ.①中…　Ⅱ.①中…　②中…　Ⅲ.①电力工业-中国-百科全书 ②电力系统-概况-中国　Ⅳ.①TM－12

中国版本图书馆CIP数据核字（2013）第259594号

地图审图号：GS（2014）1264号

中国电力出版社出版、发行（北京市东城区北京站西街19号　100005　http：//www.cepp.sgcc.com.cn）
北京盛通印刷股份有限公司印刷
各地新华书店经售
1995年10月第一版　2014年6月第三版　2014年6月北京第五次印刷
889毫米×1194毫米　16开本　40.25印张　1769千字
印数16041—21040册　定价 **326.00** 元

中国电力百科全书

（第三版）

编辑委员会

中国电力百科全书

（第一版）

编辑委员会

中国电力百科全书

（第二版）

编辑委员会

编辑委员会顾问委员会

编辑委员会办公室

编　辑　部

• 电力系统卷 •
（第三版）

编审委员会

主　　　编　周孝信

副　主　编　张文涛　胡学浩

编审领导小组　周孝信　王锡凡　张文涛　胡学浩　肖　兰

　　　　　　穆智勇　陈　丽

编　　　委　（按姓氏笔画排列）

　　　　　　王成山　王秀丽　王锡凡　尹项根　邓　春

　　　　　　田　芳　白晓民　刘建明　杨攀峰　肖　兰

　　　　　　张文涛　张伯明　张惠勤　陈　丽　周双喜

　　　　　　周孝信　胡学浩　穆智勇

学 术 秘 书　穆智勇　陈　丽

各分支主编、副主编

概论分支

主　　　编　周双喜

电力系统计算分析与仿真分支

主　　　编　周孝信（兼）

副　主　编　胡学浩（兼）

　　　　　　田　芳

电力系统发展规划分支

主　　　编　张惠勤

副　主　编　杨攀峰

　　　　　　黄明良

电力系统运行分支

主　　　编　白晓民

副　主　编　蒋晓荣

电力系统可靠性分支

主　　　编　王锡凡

副　主　编　王秀丽

配电系统及其自动化分支

主　　　编　王成山

电力系统调度及其自动化分支

主　　　编　张伯明

电力系统继电保护与安全控制分支

主　　　编　尹项根

副　主　编　张　哲

电力系统信息通信分支

主　　　编　刘建明

副　主　编　王熙亮

• 电力系统卷 •
（第一版）

编审委员会

各分支主编、副主编、编审组成员

电力系统卷

（第二版）

编审委员会

主　　编　周孝信

副 主 编　韩祯祥　陈鼎瑞　张文涛

编审领导小组　周孝信　韩祯祥　陈鼎瑞　张文涛　吴竞昌
王梅义　王岫霓　刘宇峰

编　　委　（按姓氏笔画排列）
王岫霓　王梅义　王满义　叶世勋　刘宇峰
吴竞昌　张文涛　张惠勤　陈鼎瑞　周孝信
郭永基　曹惠彬　董柏林　韩祯祥

各分支主编、副主编

概论分支
主　　编　韩祯祥（兼）

电力系统计算分析分支
主　　编　周孝信（兼）

电力系统规划设计分支
主　　编　张惠勤
副 主 编　董柏林

电力系统运行分支
主　　编　陈鼎瑞（兼）
副 主 编　王满义

电力系统可靠性分支
主　　编　郭永基

电力系统自动化分支
主　　编　叶世勋

电力系统继电保护分支
主　　编　王梅义

电力系统通信分支
主　　编　曹惠彬

第三版前言

《中国电力百科全书》（简称《电百》）第三版在中国电机工程学会成立80周年之际与广大读者见面了。《电百》是全面介绍电力科学技术和管理知识的大型专业性百科全书。《电百》的首次编纂始于1986年，先后于1994年和2001年出版发行了第一版和第二版。《电百》问世以来，受到了广大电力工作者和电机工程界人士的欢迎并得到认可，成为查阅电力基本知识的权威工具书。

《电百》第一版是由原水利电力部、中国电机工程学会、中国水力发电工程学会等共同倡议，从1986年开始，历时8年编纂完成的。全书分为《综合卷》《电工技术基础卷》《电力系统卷》《火力发电卷》《水力发电卷》《核能及新能源发电卷》《输电与配电卷》《用电卷》共8卷，5000多个条目、1000余万字。全书总结了当时电力工业科学技术成就以及生产和建设的经验，适应了电力科技人员和职工学习新技术、新知识的迫切需要。《电百》第二版的修编工作是在原国家电力公司组织下，从1998年开始到2000年完成。全书仍为8卷，共5400余条目，约1000万字，反映了20世纪最后十多年电力工业的快速发展和电力科技的进步，适应了中国电力工业发展的需要。《电百》第二版于2002年荣获第十三届中国图书奖。

《电百》第二版发行至今的十多年间，中国电力工业持续快速发展，电力科技水平不断提高。中国电力装机容量和发电量分别从2000年的3.19亿kW、1.37万亿kW·h提高到2013年的12.47亿kW和5.3万亿kW·h，均居世界第一位。电网发展也实现了历史性跨越，规模居世界第一，已经形成以区域同步电网为基础的全国互联电网（未计台湾省）。这十多年，电力系统结构逐步优化，技术装备水平快速提升，节能减排成效显著。电力系统的安全性、可靠性、经济性取得全面提高，适应了经济和社会发展对用电量增长和安全可靠供电的需要，有力支撑了国民经济的持续快速发展。

进入21世纪，中国经济社会发展的重要特征是工业化、信息化、城镇化、市场化、国际化，能源结构清洁低碳化趋势显著。这些重大社会需求决定电能高效清洁的生产、输送、分配和使用技术，已成为电力技术发展的主导方向，并且日益显现出新技术与传统技术交叉与融合的趋势。因此，有必要对《电百》第二版进行修编，更新和充实《电百》的内容，以充分反映21世纪头十年电力工业发展的新成就和电力科技发展的新特征。

2009年5月，在中国电机工程学会第九届会员代表大会上提出了《电百》第三版修编工作建议，得到会员单位广泛支持。2011年1月25日，《电百》第三版编辑委员会第一次会议在北京召开，修编工作正式启动，确定修编原则是“增补为主，简当为要”。

增补为主，就是要增补体现电力工业和电力科技发展的新内容。如全球气候变化、全寿命周期管理、信息安全等问题；在水力发电技术方面，包括高坝筑坝新技术、大型水轮机组集成技术、梯级水库群优化调度技术等；在火力发电技术方面，包括超超临界燃煤发电、大型火电机组直接空冷、整体煤气化联合循环发电（IGCC）及多联产、污染物控制和减排等技术；在现代核电技术方面，包括对投运核电机组通用技术的系统性介

绍，第三代先进压水堆技术AP1000、EPR，以及模块式高温气冷堆技术和第四代核能系统概况等；在可再生能源发电技术方面，包括风能资源评估、新型风电机组总体设计和关键部件制造、风电并网等技术，太阳能热发电及分布式光伏发电技术，以及深层地热和海洋能、潮汐能发电等新技术；在电网技术方面，包括特高压交直流输电技术、750kV超高压输电技术、智能电网技术、大型互联电网的分析和控制技术、电压源型直流输电技术等；还有现代信息通信技术、电力电子技术的新发展和新材料在电力系统中的应用等等。

根据电力科技发展的新趋势，《电百》第三版共设9卷，在第二版8卷的基础上，将《输电与配电卷》更名为《输电与变电卷》、《用电卷》更名为《配电与用电卷》，将《核能及新能源发电卷》拆分为《核能发电卷》和《新能源发电卷》。第三版的条目总数约为6300条，字数约1300万字。条目释文中，中国电力工业的数据一般截至2012年12月，国外电力工业的数据一般截至2011年12月，能源资源等数据以最新公布的为准。

简当为要，是百科全书的特征之一。百科全书是概要记述人类知识的大型工具书。《电百》第三版的释文编纂按照百科体例的编纂要求和“全、精、新、信、达、雅”的撰写质量要求，依据科学性、客观性、概述性、整体性、稳定性、可读性、规范性的百科特点进行修编。全书统一编纂指导思想、框架设计和体例要求，解决内容重复、交叉、矛盾和遗漏等问题。对修编条题，注重其概要性、知识性和逻辑性；对新增条题，博览精收、慎重选材，做到既简且当。同时，各卷都编写了概述性文章（专文）和大事年表。概述性文章是对本卷内容概括性介绍，体现本专业的特点、发展、现状和水平；大事年表是以编年体形式记录具有全局性、标志性、方向性的事情。读者通过概述性文章和大事年表可以对电力技术的发展有全面系统的了解，更加体现了简当为要的要求。

《电百》第三版修编实行主编责任制，编辑委员会组织了既有理论底蕴又有实践经验的1500多位专家、学者参与条目的撰写和审稿，其中卷正副主编和分支正副主编220余位。

《电百》第三版贯彻以科学发展观为指导，谋篇、谋卷、谋书，努力用全面协调可持续发展的观点，分析判断近十年来电力科技领域出现的新事物和新观点，集中反映21世纪初中国电力科技事业蓬勃发展的概貌，展示出其对中国乃至世界电力工业技术发展基本走向的影响。

在《电百》第三版即将付印的时候，我们十分感念那些为“电力百科”开启山林的拓荒者，他们为我们做出了榜样。《电百》第三版继承了第一、二版在知识分类、编辑体例、图表配置、全书条题检索等方面的工作经验和成果，并将前一、二版的双色印刷调整为全彩印刷，将原正16开本调整为大16开本，从而使第三版从内容到版式都有了更大的改进。令我们感到鼓舞的是，《电百》第三版获得了2014年度国家出版基金的资助，入选《2013—2025年国家辞书编纂出版规划》。

我们还要再一次向所有关心、支持和参与本书编纂出版的领导、专家、学者、编辑出版人员表示衷心的感谢！1500多位专家、学者的志愿工作、三年多的智慧和心血，凝结成为今天的鸿篇巨制。电力科学技术在飞速发展，希望《电百》第三版对电力科技工作者和管理人员能够有所裨益，更好地发挥其“没有围墙的大学”的功能。

《中国电力百科全书》编辑委员会

《中国电力百科全书》编　辑　部

2014年5月

第一版前言

经过8年的反复锤炼，《中国电力百科全书》终于脱稿付印，陆续出版了！这是1700多位专家，以高度的政治责任感和历史责任感辛勤耕耘、反复切磋的成果。参加这部百科全书编纂工作的同志大部分是电业部门的专家和著名大学的教授，也有很多电机制造部门的专家，用电电器研究方面的专家，核工业专家，能源专家，环境保护专家等等；他们是各个专业方面的权威人士，大都年事已高，仍不遗余力地以自己毕生的经验，参照大量的国际资料，字斟句酌地推敲每一个条目的释文；他们以满腔热情，努力争取时间，完成了5000多个条目、1000多万字的撰写、审阅、修改工作；在编写过程中有的老专家废寝忘食、带病工作，有的已经谢世。我们以十分崇敬和感激的心情向为本书工作过的专家们致以崇高的敬礼！

《中国电力百科全书》是于1986年8月由原水利电力部科技司、中国电机工程学会、中国水力发电工程学会、原水利电力出版社共同倡议，经原水利电力部部长批准，着手组织编纂的。1987年8月，在北京召开了编辑委员会成立大会，初步确定了分卷方案和条题框架，聘请各卷主编和各分支主编。之后，几经修改，拟定了各卷的条题总表，聘请了撰写和审阅的专家，于1989年着手撰写，先后经过分支的一审、修改，分卷的二审、修改，编委会常务领导小组组织的终审，再由分卷修改正式定稿。

编纂《中国电力百科全书》的目的，在倡议报告中已经指明，是"为了总结我国电力工业生产、建设的经验，介绍当代电力工业最新科学技术成就，迎接电力工业更大规模的发展，满足电力系统广大职工的需要。"当前，我们正在建设规模宏伟的现代化的电力工业，我们正在深入改革开放，经历从高度集中的计划经济到社会主义市场经济的变革，成百万的电业职工迫切需要学习新的技术和新的管理知识。同时，随着我国工农业现代化程度的提高，人民生活电气化程度的普及和提高，社会上对电力知识的需要也日益广泛。为此，本书的编纂，从格式到内容，均以满足电力科学技术人员、各级领导和管理人员、广大电业职工和大专院校电力类专业师生的需要为主，同时照顾到社会上广大读者的需要，力求深入浅出，使具有高中以上文化程度的人均可阅读。

《中国电力百科全书》是中国第一部全面介绍电力科学技术和管理知识的大型专业性百科全书。在编纂过程中，我们学习和借鉴了《中国大百科全书》的编纂经验，同时，也汲取了此前编纂的《中国水利百科全书》的经验。百科全书要求表达人类成熟的知识，要求所表达的知识具有科学性、客观性和稳定性，亦即具有一定的权威性。为此，本书在条题名称的选定和条目释文的概念叙述方面，均力求符合当代国际电业界一般共有的认识，对于某些国内惯用的概念与国外流行的概念不一致的，均分别加以说明。考虑到篇幅浩大，读者所需要的专业内容不一，特将全书按专业分为既有联系又相对独立的8卷，即：综合、电工技术基础、电力系统、火力发电、水力发电、核能及新能源发电、输电与配电、用电。读者可购置全套8卷，也可购置其中任何一卷。每卷条目排印均按

条目首字的汉语拼音顺序排列。为了便于读者按专业查找相关条目，在书首设有按专业知识分类的条目分类目录，在书尾设有3种检索系统，即条目汉字笔画索引、条目外文索引、内容索引。综合卷后还附有外国（国际）电力（能源）组织机构和学术团体译名对照表，以及中国电力工业大事年表。

为了记录近百年来，特别是中华人民共和国成立以来，为中国电业发展做出过重要贡献的人物，为中国电业发展培养了大量科技人才的优秀教师和学者，以及为中国电业的发展提供电力设备的电机、电器、动力设备制造部门的著名专家，共收录了3000多位人物的业绩，编纂了《中国电力人物志》，作为《中国电力百科全书》的附卷单独出版。

以上8卷和附卷中，条目释文中所载的史实和数据大都截止到1990年12月；对1990年12月之后国际时局的变化所引起国家的改变，均未作相应的修改。

本书的编纂和出版，是广大专家集体智慧的结晶和集体工作的成果，一个条目的释文往往经过多位专家多次修改才得以定稿，前后变动很大，甚至重新改写。但是，应该说明，没有第一稿的写出，也改不出最后一稿。所以，一个条目的写定，既是最后执笔者的成果，也是第一稿执笔者的成果。在反复修改过程中，专家们都不固执己见地热烈参与磋商讨论，务求循名责实，考虑全面，得出一个正确的概念，在这方面充分体现了他们对事业的政治责任感和对后代的历史责任感。电力方面的百科全书，在中国这是第一部，在国外，我们也未见先例。因此，尽管我们尽其可能地作了努力，但疏漏与错误之处还不可避免，我们诚恳地希望广大读者和专家给予批评和指正，以期本书再版时订正提高。

再一次向所有关心、支持和参与本书编纂出版的领导、专家、学者、编辑出版人员表示衷心的感谢！

《中国电力百科全书》编辑委员会

《中国电力百科全书》编　辑　部

1994年6月

第二版前言

《中国电力百科全书》(简称《电百》) 的编纂工作始于 1986 年，在国家电力领导部门的重视和社会各界的关注下，全国 1700 多位专家、学者历时 8 年终成腋裘，付梓刊行。

《电百》(第一版) 条目释文引用的数据和资料基本上截至 1990 年底。十年来，世界电力工业的状况发生了重大变化。作为目前最清洁和使用最方便的二次能源，电力在推动社会经济进步、提高人民生活质量方面发挥着越来越重要的作用。十年来，电力工业围绕进一步提高能源利用效率和供电可靠性，加强对生态环境的保护从而实现可持续发展，在许多技术领域取得了重大进步。例如，在洁净煤发电技术研究开发与应用方面，已相继建成示范电厂并开始商业运营；大容量、超临界和超超临界压力机组迅速发展，正在成为发达国家火力发电厂的主力机组；广泛采用新技术加强对有害排放物、电磁波、放射性污染的治理；高电压、大容量、远距离交直流输电技术和电力系统理论与技术的继续进展与提高；高效率燃气轮机技术的发展与应用；分散型电、热、冷三联供装置和大幅度提高电力用户终端效率的各种新技术、新装置的相继出现，以及计算机技术和信息网络技术在电力工业中的应用等等，正在明显地改变电力工业的技术状况。与此同时，世界范围内经济的市场化、信息化、全球化正在给电力行业传统的垄断地位和经营方式带来巨大的冲击。随着竞争机制的引入，许多国家的电力管理体制已经或正在经历空前的变革，向着放松管制的商业化、民营化方向发展。

在世界各国电力科学技术发展和管理体制变革的同时，中国电力工业在 90 年代取得了突飞猛进的发展。从 1996 年下半年起，全国电力供需基本平衡，结束了持续 20 多年全国性缺电的局面，基本上适应了国民经济发展和人民生活水平提高对电力的需求。1995 年全国电力装机总容量达到 2 亿 kW，年发电量超过 10 000 亿 kW·h；1999 年全国电力装机总容量达到 2.98 亿 kW，年发电量达到 12331 亿 kW·h；2000 年 4 月，我国的装机容量超过了 3 亿 kW。无论在电力装机容量上还是在发电量上，中国电力都已居世界第二位。到 1999 年底，已建成和正在建设的 100 万 kW 及以上的火电厂、核电厂和水电站已超过 100 座，其中邹县发电厂 240 万 kW，二滩水电站 330 万 kW。世界最大的水电站、装机容量达 1820 万 kW 的三峡水电站已于 1994 年 12 月开工建设、1997 年 11 月实现了大江的截流，即将于 2003 年开始并网发电。继秦山核电厂和广东大亚湾核电厂投产后，广东岭澳核电厂 (180 万 kW) 和秦山第二核电厂 (120 万 kW)、秦山第三核电厂 (140 万 kW) 及田湾核电厂 (200 万 kW) 均已开工建设。风力、地热、太阳能、潮汐等可再生能源发电也得到进一步的发展。全国风力发电装机总容量已达 26.7 万 kW，在中国的西部地区建成了一批小容量试验性的太阳能光伏电站。到 90 年代末，中国已建成的 500kV 输电线路约 2.29 万 km，变电容量 8012 万 kV·A；330kV 输电线路 7949km，变电容量 1248 万 kV·A；220kV 输电线路 12.18 万 km，变电容量 2.80 亿 kV·A；同时还进行了大规模的城乡电网建设与改造。目前在全国已形成了 7 个跨省的大型区域电网和 5 个独立省网，其中最大的区域电网

华东电网装机容量已达5198.64万kW，最大的省网广东电网装机容量也达到3033.37万kW，全国电网的覆盖率已达到96.4%。中国的电网已进入了跨大区、跨独立省（区）电网互联的阶段，并正在走向全国联网的超高压、高度自动化的现代化电力系统的新阶段。

在过去的10多年里，中国电力工业的管理体制经历了巨大的变化。1988年4月撤销了水利电力部，成立了能源部；1993年3月又撤销能源部，组建电力工业部；1997年成立国家电力公司，1998年电力工业部撤销。按照国务院的改革方案，国家电力公司经营管理授权范围内的国有电力企业，国家经贸委行使管理中国电力工业的政府职能，中国电力企业联合会行使电力行业管理与服务职能。这是中国电力管理体制的重大改革，是中国电力工业由计划经济向市场经济转变的重要标志。

根据电力科学技术在90年代所取得的重大进展、管理体制的变革情况，以及中国国民经济在2000～2010年期间再翻一番和2010年中国电力装机总容量将发展到5亿kW的总目标，为了使《电百》的内容能够反映当前国际和国内电力工业的最新技术和管理水平，适应21世纪前十年我国电力工业发展的需要，进一步满足各级领导干部、电力系统内外的科学技术和管理人员以及广大读者查询、浏览、了解现代电力科学技术和管理知识的需求，中国国家电力公司决定，对《电百》（第一版）进行修订，并于2000年9月起陆续出版《电百》（第二版）。

编纂出版《电百》（第二版）的总原则是：在第一版的基础上对各卷内容删繁就简，增补更新，力求达到精益求精；努力增加最新电力科学技术成就和管理经验的内容，注意解决第一版中存在的问题和不足；使《电百》（第二版）具有时代特征，符合规范要求，开卷有益，查阅方便。

《电百》（第二版）的编纂工作于1998年8月起动。为了使《电百》能以条目的形式汇集和总结电力科学技术和管理知识，真正发挥大型专业性百科全书的作用，我们组织了电力工业各门类的约1100位专家、学者参加了修订、编纂和审稿工作。这些专家怀着满腔热忱、高度责任感和使命感，废寝忘食、夜以继日地工作，以广博的知识和丰富的经验，使《电百》条目的释文尽可能完美地体现其思想和智慧。

《电百》（第二版）仍沿袭第一版的做法，采用按专业分类分卷、各卷条目按汉语拼音字顺编排的出书方式。全书仍分为综合、电工技术基础、电力系统、火力发电、水力发电、核能及新能源发电、输电与配电、用电等8卷，释文共有5400余条目，总字数约1000万字，其中新增条目和经过修改的条目约占全书的70%以上。

尽管我们期待《电百》不仅具有电力科学技术知识的魅力，同时具有文字的魅力和鲜明的时代色彩，尽管我们希望广大读者在阅读与浏览，查询与解惑中能达到充实自己的目的，但书中难免有疏漏和错误之处，恳请读者批评指正，以期再版时订正。

谨向所有关心、支持和参与本书编纂出版的领导、专家、学者、编辑出版人员表示衷心的感谢，是他们卓有成效的努力使本书为广大读者营造了一个开卷有益的氛围，使本书以气势恢宏的构架、翔实丰富的内容、精辟练达的文字、生动具体的彩色插图导引读者漫游电力科技知识的海洋。

《中国电力百科全书》编辑委员会

《中国电力百科全书》编　辑　部

2000年9月

凡　　例

一、编　　排

1. 全书按专业知识领域分为综合、电工技术基础、电力系统、火力发电、水力发电、核能发电、新能源发电、输电与变电、配电与用电等 9 卷出版。

2. 各卷按前言（包括全书第三版前言、第一版前言、第二版前言），凡例，概述性文章，本卷第一、二版前言，条目分类目录、正文、大事年表、条目标题汉字笔画索引、条目标题外文索引、内容索引、插图索引、附录等编排。

3. 全书的主体是条目。条目既是基本知识单元，也是基本寻检单元。条目由条目标题（条题）、释文和相应的图片、表格、参考书目等组成。

4. 全书条目按条目标题的汉语拼音字母顺序并辅以汉字笔画、起笔笔形顺序排列。同音时按汉字笔画由少到多的顺序排列，笔画数相同的按起笔笔形一（横）、丨（竖）、丿（撇）、丶（点）、乛（折，包括ㄱ乚く等）的顺序排列。第一字相同时，按第二字，余类推。条目标题以罗马数字、阿拉伯数字、拉丁字母、斯拉夫字母和希腊字母开头的，按习惯发音依次排在汉语拼音相应字母部的前部。

5. 各卷在条目分类目录之前均有一篇介绍本卷内容的概述性文章。概述性文章从宏观上展现本卷的形象，且把本卷组成一个有机的整体，对本卷的条目起到统领作用，成为本卷的纲要。概述性文章介绍了本卷的专业特点、内容范围、历史发展和现状等内容，以帮助读者对本卷有概略而全面的了解。

6. 各卷均列条目分类目录，供读者按学科知识体系查检所需要的条目。为了保证各分支体系的完整性，有少数条目在不同分支目录里重复出现。条目分类目录还反映出条目间的系统性、层次性，例如：

电力系统稳定
　电力系统功角稳定
　　电力系统静态稳定
　　电力系统暂态稳定
　　电力系统动态稳定
　电力系统频率稳定
　电力系统电压稳定

7. 为保持知识体系的完整性和便于读者查阅，内容完全相同的条目，可以重复出现在不同卷。对卷间交叉的知识主题，条目列在以学科知识内容为主的卷中，在其他卷中则通过条目标题加以区别。

二、条　目　标　题

8. 条目标题由词或词组组成，例如“电平”“天线”“光缆”；“暂态稳定计算”“电力系统分析”。

9. 条目标题一般由汉语标题和与汉语标题相对应的汉语拼音、外文三部分组成。例如：

dianli xitong zhendang

电力系统振荡 (electric power system oscillation)

个别无通用译名的纯属中国内容的条目标题则不附外文。条目标题有多个对应外文的，中间用分号（；）隔开。

三、释 文

10. 条目释文使用规范化的现代汉语书面语言。条目释文开始一般不重复条目标题。

11. 条目释文较长时，设置层次标题。

12. 条目内容涉及其他条目并需由其他条目的释文补充的，采用“参见”的方式。所参见的条目标题在释文中出现的，用楷体字排印，例如“频率质量是*电能质量*的一个重要指标”。所参见的条目标题未在释文中出现的，则另用括号加“见”标出，例如“发生频率崩溃或电压崩溃，会使整个电力系统瓦解，造成大面积停电（见*电力系统瓦解*）”。全条与其他条目密切相关时，参见放在释文末尾，另行起写“见×××。”，不加括号。

13. 条目释文中出现的外国人名，第一次出现时在姓（汉译）前均加有外文名的缩写（即名的第一个字母），并在括号内附对应外文，例如 I. 牛顿（Isaac Newton 或 I. Newton）。外国地名一般不附原文，个别生僻无标准译名的则在第一次出现时用括号附原文。

四、插 图

14. 条目释文中配有必要插图，均随文编排。

15. 插图一般与释文相呼应。只有一个插图时，不编号。

16. 插图附有图题、图注等说明性文字。

五、参 考 书 目

17. 部分条目释文后附有参考书目，供读者选读。

六、索 引

18. 各卷正文后均附有全部条目标题的汉字笔画索引、条目标题的外文索引，以及按音序编排的内容索引和插图索引。

七、其 他

19. 全书所用科技名词术语以全国科学技术名词审定委员会审定的为准，未经审定和尚未统一的，从习惯。地名以中国地名委员会审定的为准。

20. 全书所用汉字除必须用繁体字的以外，一律使用国务院 2013 年 6 月公布的由教育部、国家语言文字工作委员会制定的《通用规范汉字表》所列的汉字。

21. 全书数字的使用，均执行 GB/T 15835—2011《出版物上数字用法》。

22. 全书所用计量单位，除引用经验公式或涉及实验数据的精度难以改变，以及历史上所用的某些单位外，一律采用中华人民共和国法定计量单位。在表达量值时采用单位的国际符号。

23. 全书所列中国统计数据，一般未包含台湾省和香港、澳门特别行政区数据。

电力系统——人类工程科学史上的丰碑

周孝信

20 世纪出现的**电力系统**，是人类工程科学史上最重要的成就之一。电能的广泛应用，推动了社会生产各个领域的发展，开创了电气化时代，引领了近代史上的第二次技术革命。电力系统的大发展使动力资源得到更充分的开发，工业布局也更为合理，电能的应用不仅深刻地影响着社会物质生产的各个侧面，也越来越广地渗透到人类日常生活的各个层面。电力系统的发展程度和技术水平已成为各国经济发展水平的标志之一。

电力系统是指由发电、输电、配电、用电及控制保护等环节组成的电能生产、传输、分配和消费的系统，如图 1 所示。发电厂将各类一次能源转换为电能，电能经过输电网和配电网输送和分配至电力用户的用电设备，从而完成电能从生产到使用的整个过程。电力系统还包括保证一次系统安全可靠运行的传感和量测、控制与保护、信息与通信以及调度自动化等相应的辅助系统。电力系统的根本任务是向用户提供可靠、合格和经济的电能。



图 1　电力系统示意图

电能的生产与应用具有鲜明的系统性，这是由电能的本质决定的。电能的生产与消费几乎同时完成，为保证供电安全，必须在电力系统各个环节和不同层次配备相应的信息与控制系统，对电能的生产、传输、使用全过程进行测量、调节、控制、保护和协调调度。

电力系统的形成与发展

在电工理论和技术的支持下，19 世纪下半叶人类开始了大规模的电能利用。

在电能利用的初期，发电、送电、用电是从直流电开始的。

1875年法国巴黎北火车站建成了世界上第一座火电厂，安装了经过改装的格拉姆直流发电机，为附近的弧光灯照明供电。1879年美国旧金山实验电厂开始发电，这是世界上最早出售电力的电厂。1882年9月T.A.爱迪生在纽约主持建立了珍珠街电站，它装有6台直流发电机，总容量为900hp（约670kW），用110V直流电压供电给电灯照明，建立了纽约市区照明供电系统，成为电力系统的雏形。1882年法国人M.德普勒展示的米斯巴赫—慕尼黑57km、1500～2000V、输送功率2～3kW的直流输电线路，是世界上第一条输电线路，因为它具备了电力系统的各个组成部分，被认为是电力系统的发端。

20世纪上半叶交流电技术逐渐成熟起来，并成为电力系统的主流。

1883年法国人高兰德和英国人吉布斯发明了具有实用价值的变压器；美籍塞尔维亚裔人N.特斯拉制成二相感应电机。1885年美国人G.威斯汀豪斯制成具有现代实用性能的电力变压器，并在美国马萨诸塞州装配了一座实验性质的高压输电的交流发电站；G.费拉里斯提出了电机中的旋转磁场理论。1886年N.特斯拉制成利用旋转磁场的感应电动机，还设计了多相交流发电机。1889年俄国人M.O.多利沃-多布罗沃利斯基制成一台实用的三相交流单鼠笼感应电动机（100W），并发明了双鼠笼感应电动机。19世纪80年代末，英国伦敦出现了最早的交流输电系统，发电厂安装了容量为1000kW、电压为2500V的交流发电机，经升压变压器将电压升为10kV，通过12km输电线，送到伦敦市区4个变电站。1891年8月25日世界上第一条三相交流高压输电线路投入运行，由劳芬至法兰克福，总长175km，输电电压为15.2kV，输送功率达200kW；M.O.多利沃-多布罗沃利斯基在法兰克福电气技术博览会上展示了交流远距离输电实验，将180km以外一处瀑布上三相交流发电机发出的电能，用8.5kV的电压送到博览会上，输电效率为75%。随着交流发电机、变压器、感应电动机及交流功率表等先后研制成功，交流电特别是三相交流电技术趋于成熟。1895年，美国在尼亚加拉瀑布上建成总装机容量为3675kW的水电站；1897年，又建成了第一座容量接近10万kW的水电站，用二相制2.2kV向电站周边地区负荷供电，又用三相制11kV交流输电线路送电到40km以外的布法罗，还使用了变压器和交直流变换器将交流电变为100～230V的直流电供应照明、化工、动力等负荷。尼亚加拉电力系统的成功，结束了近十年的关于直流输电与交流输电的争论。交流电力系统可以方便地改变电压等级、提高输电电压、增加送电容量、延长输电距离、减少电能损耗、节省导线材料，与当时的直流输电技术相比，交流输电具有突出的优越性。此后，可将电力系统的发展分为三个阶段。

第一阶段 20世纪初交流输电地位的确立，成为电力系统大发展的新起点。在随后半个多世纪里，交流电力系统以独占地位向电压等级越来越高，输电距离越来越远，发电机的单机容量、电力系统的规模越来越大的方向迅速发展。经过几十年，到20世纪50年代初输电电压达到220kV，单台发电机容量在10万kW左右，但电网规模还比较小，形成以孤立电网、城市电网为主流的简单电力系统。

第二阶段 20世纪50年代以后，人们普遍认识到扩大电力系统规模，在能源的开发和利用、工业布局、负荷调整、统一调度、减少备用容量、增加供电能力、提高供电的可靠性和经济性等方面可以带来显著的社会和经济效益，并且随着大型水电厂、火电

厂和核电厂的开发建设和电力负荷迅速增长，输送大量电力到远方负荷中心成为迫切的需要。于是一个个原来独立运行的电厂、分散独立的电网逐渐连结起来，电力系统的规模迅速发展。到20世纪七八十年代，**火力发电**的单机容量已达到130万kW，**水力发电**的单机容量达73万kW，核电站最大单堆电功率达130万kW；许多国家普遍建立了电压达500～765kV的超高压输电线路，世界上已形成了若干装机容量达到数千万千瓦乃至数亿千瓦规模宏大的巨型电力系统，如供电范围包括美国和加拿大的**北美电力系统**，西欧各国电网互联形成的西欧电力系统。苏联在全国范围内建立起统一电力系统，东西延伸7000km，南北延伸3000km，覆盖了大约1000万km^2的面积。电力系统成为现代社会的能源大动脉，电力工业已成为重要的基础产业。

在交流电力系统中，所有投入运行的发电机组，相互之间必须保持同步运行，在受到扰动后，能否仍旧保持同步，即电力系统的稳定性，成为交流电力系统固有的一个重要问题。通过研究大容量远距离输电方案，人们发现直流输电有其突出的优越性。直流输电不仅本身没有同步稳定性问题，而且可以利用其快速可控的特点，采用适当的控制策略，改善交流电力系统的动态性能。直流输电还可以克服交流输电技术难以解决的一些困难，如跨越海峡的电缆输电、不同额定频率的交流电网之间的连接、限制交流电网短路容量过大的隔离措施，等等。自从1954年瑞典采用汞弧整流技术建成了通过海底电缆由瑞典本土向哥特兰岛供电的世界上第一条商业应用的高压直流输电（HVDC）系统以来，在大功率晶闸管问世后，电力电子技术迅速发展，为直流输电技术注入了无限生机。20世纪70年代以来，大功率晶闸管整流技术完全替代了汞弧整流技术，直流输电的可靠性和经济性不断提高。至2012年，世界上已有120多项直流输电工程投入运行，其中既有输电距离超过2000km、输电功率超过800万kW、输电电压高达±800kV的大型直流输电工程，又有目的各不相同的背靠背直流联网工程、改善电力系统动态性能的直流输电工程，以及将风力发电、太阳能发电接入系统的直流输电工程等。电力系统进入了交直流混合电力系统的新时代。电力系统发展第二阶段的特点是大机组、大电厂、大系统以及高度信息化，形成现代化的系统。

第三阶段　21世纪前电力系统发展遇到的两个突出问题是严重依赖化石能源和交流同步互联大电网安全问题。为此，20世纪90年代以来，开始研究发展适应清洁能源、可再生能源电力的新型现代电力系统，迎来了电力系统建设的第三个阶段。这一阶段电力系统的主要特征和建设目标包括优化的电源结构、灵活的电网模式、智能的运行控制、极高的供电可靠性和极低的安全风险等。电力系统中，大型集中式和分布式电源相结合，将实现非化石能源（可再生能源和核能）发电占电源结构较大份额，使化石能源消耗和碳排放大幅降低，形成可持续发展的电源结构；逐步实现骨干电网与**微电网**相结合的电网结构。这一阶段的电网将是**智能电网**，即将现代先进的传感测量技术、通信技术、信息技术、计算机技术和控制技术与物理电网高度集成而形成的新型智能化现代电网。能实现包括分布式电源的各类发电厂、高电压网络、大容量储能装置、智能家居、电动汽车等的有机连接，能量流和信息流双向流动，发电、输电、配电、供电、用电和服务的全方位监控、保护和优化调度，达到电网清洁、高效、安全、经济发展的目标。在用电侧，鼓励用户参与电能的优化使用，实现智能用电，提高用电效率，满足用户多元化需求，实现对

用户的优质和增值服务；在电源侧，大幅提高电网接受可再生能源电力能力，提高电网支撑大范围优化资源配置能力，适应节约能源、保护环境、发展清洁能源的要求。

电力系统构成及运行要求

电力系统的主体由电源、电力网络和负荷构成。电源指各类发电厂、站，它将一次能源转换成电能。电力网络由电源的升压变电站、输电线路、降压变电站、配电线路等构成。它的功能是将电源电压升压后将电能输送到负荷中心变电站，再降压后，经配电线路供给用户。电力系统中网络节点交织密布，它既能输送大量电能，也有可能因系统性故障发生大规模停电而在瞬间造成重大的灾难性事故。为保证系统安全、稳定、经济地运行，必须在不同层次上依不同要求配置各类自动控制装置与通信系统，使电力系统具有可观测性与可控性，从而保证电能生产与消费过程的正常进行以及事故状态下的紧急处理。

电能也是一种商品，电能的生产、输送、分配和使用有着鲜明的特点，主要表现在：①电能与国民经济各部门及人民生活息息相关。国民经济各部门和人民生活广泛使用电能，对电能需求量越来越多，依赖性越来越高，电能供应中断或不足，将给社会生产和人民生活带来重大影响。电价的升降，还会影响其他商品的价格。②电能还不能大量储存。电能的生产、输送、分配和消耗实际上是同时进行的，即发电厂任何时刻发出的电能（功率）必须等于该时刻用电设备消耗和电网损失的电能（功率）之和。电力系统始终处于有功功率和无功功率的动态平衡之中，这反映了**电力系统运行**的整体性和统一性。③电力系统暂态过程非常短暂。电能以电磁波的形式传播，因此电力系统运行状态发生变化所引起的电磁和机电过渡过程是十分短暂的。电力系统中故障的发生、发展和造成影响所需时间都十分短促。因系统故障导致系统全面瓦解，大面积停电，一般仅以分钟计。

以上特点决定了对电力系统运行的基本要求，包括安全可靠、优质和经济三个方面。处理三者关系的基本原则是：在保证安全和**电能质量**的前提下达到经济性最优。①保证电力系统运行的安全可靠性。主要指保证对用户的连续供电，并保证系统本身的安全。为了提高电力系统安全可靠性，要求系统必须具有足够的电源容量（包括具有一定的备用容量）和合理布局；电网结构也要合理，不会因某一（或某些）线路和变压器退出运行而对用户的供电中断。为此，首先要求电力系统设备具有足够的可靠性。其次，要采取措施提高电力系统运行的稳定性，提高抗扰动能力，保证不发生或不易发生造成大面积停电的系统瓦解事故，如采用现代化的监测、控制和保护装置，提高电力系统的自动化技术水平等。再次，要不断提高运行人员的技术水平，防止误操作的发生；当系统发生异常或事故时，能迅速、正确处理。②保证良好的电能质量。电能作为一种特殊商品，也有其质量要求。电气设备是按额定电压和额定频率设计制造的，只有在电能质量合格的情况下，才能在技术经济上取得最佳的效果。③提高电力系统运行的经济性。电能生产的规模很大，消耗的一次能源在国民经济一次能源消耗中占很大比重。提高电力系统运行的经济性，就是要降低能源消耗和电网电能损耗。为此，要采用高效、节能的发、输、配电设备；优化电源配置和电网结构；在保证供电可靠性和良好电能质量的前提下，优化调度，合理分配电厂间负荷，尽量降低发电厂的煤耗率（或水耗率）；使发电功率在电力系统中合理分布，减少无功功率在电网中的流动，降低网损；注意水、火电厂间的合理调配，充分利用水电资源，等等。此外，环境保护要求减少电厂的污染物排放，使

发电清洁化也是对电力系统运行的要求。

主要技术领域

随着电网互联的发展，电力系统覆盖的范围扩大，以及电力应用在国民经济和人民生活中重要性的增强，保证电力系统安全稳定运行、提高供电的可靠性是电力系统的重要任务，其主要技术领域及关键技术是驾驭和发展电力系统最有力的工具。

1. 电力系统分析和仿真

电力系统分析是运用数字仿真计算或模拟试验的方法，对电力系统的稳态方式和受到扰动后的暂态行为进行的分析研究。对规划、设计阶段的电力系统，通过电力系统分析，可选择正确的系统参数，制订合理的电力系统方案；对运行中的电力系统，借助电力系统分析，可确定合理的运行方式，运行系统事故分析和预想，提出防止和处理事故的技术措施。电力系统仿真技术除系统分析功能外，还常常用于调度员培训以及电力系统保护及某些控制装置的试验检验。

电力系统分析主要包括稳态分析、故障分析和暂态分析。电力系统稳态分析主要研究电力系统稳态运行的性能，包括系统有功功率和无功功率的平衡，网络节点电压和支路功率的分布等，解决系统**有功功率和频率调整**、无功功率和电压控制问题。稳态分析的主要方法是潮流计算。电力系统故障分析主要研究电力系统中发生单一或多重故障（包括短路和断路器非正常切合操作等）时，故障电流、电压及其在电网中的分布。故障分析的主要工具是**短路电流计算**。电力系统暂态分析主要研究电力系统受到扰动后的电磁和机电暂态过程。

电力系统早期的理论研究成果，如对称分量法、同步电机派克方程等，为电力系统分析建立了坚实的理论基础，已成为当今电力系统分析的经典理论。

电力系统分析的基础是建立数学模型。根据分析目的不同，可对电力系统元件和网络建立描述详细程度不同的数学模型。电力系统的元件主要包括发电厂、输电网络和负荷三大类。与电力系统稳态分析、电磁暂态分析、机电暂态分析和长过程动态分析相适应，电力系统元件和电力网络的稳态、电磁暂态、机电暂态和长过程动态数学模型详细程度各不相同。

实现电力系统分析的主要途径是数字计算。数字计算方法的进步与电子数字计算机在电力系统分析中的应用密切相关。电力系统是规模巨大的网络系统，其网络节点数会达到数以万计的水平。因此，如何快速、准确地求解网络问题的大规模方程式，是使用计算机分析电力系统的首要难题。稀疏矩阵技术与牛顿法相结合的潮流计算解法、短路电流计算中复杂故障处理方法、**暂态稳定计算**的详细数学模型应用及梯形隐式数值积分法、小干扰稳定分析中求解系统特征值的 QR 算法等方法和应用程序相继问世，奠定了现代电力系统分析计算方法和程序的基础。

进入 21 世纪，随着计算机和网络通信技术的发展，大型科学和工程计算技术以及仿真技术进展迅速。并行计算技术和大规模分布式网络计算技术为电力系统分析计算开辟了进一步发展的广阔前景。

电力系统仿真是电力系统分析、试验和人员培训的主要工具之一。按照仿真模型类型的不同，电力系统仿真可分为物理仿真和数学仿真两类。基于物理模型的仿真试验称

为物理仿真，基于数学模型的仿真试验称为数学仿真。实用的电力系统仿真有物理仿真、全数字仿真和数字物理混合仿真。

电力系统物理仿真是根据相似理论，建立与原型系统的物理量在规格上缩减一定比例的物理模型以及数学物理模型系统，通过在模型系统上做试验代替在实际系统中的试验。交流计算台、暂态网络分析仪、**电力系统动态模拟**就是基于物理仿真的原理建立的。物理仿真可以较真实地反映被研究系统的全动态过程，但由于受仿真设备数量等条件的限制，不能用于大规模电力系统的仿真研究。

电力系统全数字仿真是建立在系统所有元件采用数字仿真模型的基础上，在数字计算机上通过计算实现的。数字仿真又可以分为实时仿真和非实时仿真。实时仿真可以再现实际系统的物理过程，一般用于电力系统的仿真试验，如接入继电保护或电力系统控制装置参与的仿真试验等。实时数字仿真的计算速度必须与实际时间过程同步。计算速度比实际电力系统物理过程快的，称为超实时仿真，具有电网监控在线应用的前景。全数字仿真不受被研究系统规模和结构复杂性的限制，使用灵活，扩展方便，成本相对低廉，是电力系统仿真发展的主要方向。但在实现大规模交直流混合输电系统的全数字实时仿真方面，还存在模型精度和计算速度方面的技术瓶颈，有待继续深入研究。

数字物理混合仿真的部分元件采用基于数字计算机的数学模型，即数字仿真模型，对数字仿真模型计算求解速度较慢的电力网络或精确数字模拟较为困难的元件则采用物理模型，也称数模混合仿真。实用的电力系统数字物理混合仿真中，旋转电机及其控制系统用数字仿真模型，网络电气元件（包括线路元件和晶闸管阀等）采用物理模型。由于数字物理混合仿真综合了数字仿真和物理仿真的优点，能较真实地模拟电力电子元件、其他非线性元件以及控制保护设备，真实地反映系统的动态过程以及系统之间的相互影响，常常用作控制保护系统的测试研究；但由于仿真规模受元件数量限制、接线工作量大、仿真试验准备时间长等弱点，限制了其应用范围。

2. 电力系统规划

建立结构合理的电力系统有利于地区能源的合理开发利用，是电力系统安全经济运行的基础。电力系统规划是国家及地区国民经济发展规划的重要组成部分，必须注意其科学性、预见性。

电力系统规划是在全面分析国民经济发展和能源资源条件的基础上，提出电力系统发展的方向和主要建设目标，为电源和电网项目建设提供依据。电力系统的发展既要考虑一次能源的资源条件，又要考虑电能需求的状况和有关的物质技术装备等条件，以及与之相关的经济条件和指标。在社会总能源的消耗中，电能所占比例始终呈增长趋势。信息化社会的发展更增加了对电能的依赖程度。2009 年电能占世界终端能源消费的比重为 17.3%，比 1980 年上升了 6.4 个百分点。虽然世界各国资源禀赋存在较大差异，但电气化水平都呈不断升高趋势。美国、日本、法国、德国等发达国家电能占终端能源消费的比重平均比 20 世纪 70 年代初提高了约 10 个百分点，印度、巴西等发展中国家的电气化水平也显著提升。中国电能在终端能源消费中的比重高于世界平均水平，2010 年达到 21.3%，仍低于日本（2008 年）5 个百分点。电力系统的建设不仅需要大量投资，而且需要较长时间。电能供应不足或供电不可靠都会影响国民经济的发展，甚至造成严重的经济损失；发电和输电、配电能力过剩又意味着电力投资效益降低，从而影响发电成本。

因此，必须进行电力系统的全面规划，以提高发展电力系统的预见性和科学性。

在电力系统规划中，需综合考虑可靠性与经济性，以取得合理的投资平衡。对电源设备，可靠性指标主要是考虑设备受迫停运率、水电站枯水情况下电力不足概率和电能不足期望值；对输、变电设备，可靠性指标主要是平均停电频度、停电规模和平均停电持续时间。大容量机组的单位容量造价较低，电网互联可减少总的备用容量，这些都是提高电力系统经济性需首先考虑的问题。

制定电力系统规划首先必须依据国民经济发展的趋势（或计划），做好电力负荷预测及一次能源开发布局，然后再综合考虑可靠性与经济性的要求，分别做出**电源发展规划**、电力网络规划和配电规划。

负荷预测 制定电力系统规划的重要基础。它要求在预先估算规划期间各年需要的总电量和最大负荷，并预测各负荷点的地理位置。预测方法有按照地区、用途（工业、农业、交通、市政、民用等）累计的方法和宏观估算方法。后者是在考虑电力负荷与国民生产总值关系和电力负荷增长率与经济增长率关系的基础上，按时间序列由历史数据估算出规划期间电力负荷的增长。由于负荷预测中不确定因素很多，因此往往需采用多种方法互相校核，最后由规划者做出决策。

能源布局 可用于发电的一次能源主要有河流的水能、化石燃料（煤、石油、天然气等）、风能、太阳能和核燃料等。一次能源的规划取决于各种能源的储量及开发条件。水能、风能和太阳能资源属可再生能源，一般讲具有发电成本低的特点，但水电站建造周期长，风电和太阳能发电有很强的不确定性和不可预测性，保证出力较低。水力资源和大型水利枢纽的开发方案是发电、灌溉、航运、水土保持及生态环境效益综合平衡的结果。许多国家的电力系统在发展初期优先发展的是水电。20 世纪 50 年代末，发达国家中条件较好的水力资源已经充分开发，逐渐转为“火主水从”的局面。在火电开发中，以煤为燃料占主要地位，利用天然气和石油为燃料的火电厂也占一定比例。70 年代世界性石油危机后，以核燃料为动力的发电厂得到了较快的发展。21 世纪为应对温室气体排放效应，世界各国积极实施以低碳技术为核心的能源变革，加速了风电和太阳能发电的开发和利用。

电源规划 主要是根据各种发电方式的特性和资源条件，决定增加何种形式的电厂（水电、火电、风电、太阳能发电、核电等），以及发电机组的容量与布点。承担基荷为主的电厂，因其利用率较高，宜选用适合长期运行的高效率机组，如核电机组和大容量、高参数火电机组等，以使系统总燃料费用降低。承担峰荷为主的电厂，因其年利用率低，宜选用起动时间短、能适应负荷变化而投资较低的机组，如水电机组、燃气轮机组等。对于水电机组，应结合水能季节性变化的特点，在丰水期应尽量满发，承担系统基荷；在枯水期因水量有限而带峰荷。对于风电和太阳能发电等电能，在满足电网运行技术约束的前提下，应最大限度地接受和利用。在电源发展规划中应给出发电系统的可靠性分析，采用的指标一般是电力不足概率（LOLP）及电量不足期望值（EENS），分析目标是用优化方法使所选方案的上述两项指标最小。在选择方案中还应进行发电系统经济性分析和对环境污染的分析。成本分析中要计及降低污染的耗资。

由于水电机组的造价仅占水电站总投资的一小部分，近年多倾向于在水电站中适当增加超过保证出力的装机容量（即加大装机容量），以避免弃水或减少弃水。对有条件的

水电站，应尽量考虑发展抽水蓄能机组，即系统低谷负荷时，利用火电厂的富余电能进行抽水蓄能；当系统高峰负荷时，再利用抽蓄的水能发电。尽管抽水蓄能发电的总效率仅为2/3，从总体考虑，安装抽水蓄能机组比建造调峰机组更加经济，尤其对调峰容量不足的系统更是如此。

互联系统规划 在提高经济效益和增加系统安全运行稳定性的前提下，对若干个地区性电力系统联成一个统一的大电力系统进行的规划。其内容包括：研究互联系统的效益和获取方式；设计和安排联络线的运行方式和潮流（功率）；论证联网应采用的输电方式（交流输电、直流输电或是交直流并行输电）；提出合理的联络线方案（联网线路电压等级、起落点及回路数）等。

电力网络发展规划 又称输电系统规划。规划中根据各种可行方案的比较，提出需要新建输电线路的起落点、输电方式、电压等级、线路参数补偿度、新建与扩建变电站的变电容量、主要变电站的主接线方式等。进行电力网络发展规划时，一项不可缺少的内容是输电系统可靠性分析。**输电系统可靠性**分析一般也以电力不足概率（LOLP）和电量不足期望值（EENS）最小作为优化指标。电力网络发展规划还应满足$N-1$原则，即应满足以下要求：任何一条线路或输电系统中任一电力元件（如一台变压器）退出工作，不会造成任何线路过负荷运行或任何节点电压值低于其允许下限。

电力网络发展规划的另一项不可缺少的内容是输电系统稳定性分析。规划中的输电系统至少应能经受住在高压网络任何一点发生的单相接地故障的冲击，最好能经受住两相短路以至三相短路故障的冲击。

电力网络发展规划的所有分析和计算都是以输电系统的潮流计算为基础的。直流潮流法虽然准确度最低，但它的计算速度最快，因此在优化规划计算中经常被采用。

电力系统发展规划还包括配电网络规划、电力系统继电保护和安全自动装置规划、电力系统通信规划、电力系统调度自动化规划等。配电网络规划的重点与输电系统规划大体相同。在进行**电力系统继电保护**、通信与调度自动化规划时，也应该对系统的安全监视和紧急安全控制方案做出决策。在进行这一决策的过程中，要考虑到自动化、智能化设备的发展水平、软件的编制和信息通道的建设等现实问题。

3. 电力系统运行调度及控制

电力系统运行 对电力系统运行的基本要求是保证安全可靠地向用户供应质量合格、价格便宜的电能。质量合格，就是电压、频率、波形这三方面主要参量都处于规定的范围内。电力系统规划、设计和工程实施虽为实现上述要求提供了必要的物质条件，而最终的实现取决于电力系统的运行。实践表明，现代电力系统虽然有完善的监测系统，也会因种种失误造成严重后果。2003年8月14日，北美电力系统在炎热天气下处于重负荷状态，发生机组和线路跳闸事故，由于调度中心掌握实时信息不足及调度自动化系统软件功能异常等原因，致使事故扩大，造成系统瓦解，发生大面积停电，涉及美国东北部8个州以及加拿大安大略省，损失负荷6180万kW，影响5000万居民供电。其后世界范围内还多次发生大规模停电事故，促使人们更加关注提高电力系统的安全性和运行质量，完善调度自动化系统。

电力系统的运行状况常用运行状态来描述，主要分为正常状态和异常状态。正常状态是指当前电力系统运行的全部参数处于规定的允许值范围内，又分为安全状态和警戒状态；异常状态是指当前电力系统运行的部分参数超出规定的允许值范围，又分为紧

急状态和恢复状态。电力系统运行包括了所有这些状态及其相互间的转移。

（1）安全状态。当前电力系统运行中的频率、电压、各元件的负荷均处于规定的允许值范围，并且当系统由于负荷变动或出现故障而引起扰动时，仍不致脱离正常运行状态。由于用电负荷是随时间变化的，而电能的发、输、用又必须保证平衡，因此安全状态实际上是处于动态平衡的状态。

（2）警戒状态。当前电力系统运行在正常状态，但个别设备或局部网络的运行参数已临近安全范围的阈值，一旦发生扰动，就可能使系统运行超出安全规定的范围而进入异常状态。

（3）紧急状态。当前电力系统运行中，某些枢纽点的电压超出允许范围，或某些元件的负荷超过了安全限值。紧急状态下的电力系统，应尽快采用各种校正控制和稳定控制措施，使系统恢复到正常状态。如果无效，就应按照对用户影响最小的原则，采取紧急控制措施，使系统进入恢复状态。这类措施包括系统解列，将整个系统分解为若干局部系统，其中某些局部系统不能正常供电；也包括切除发电机和切除负荷措施，求得发电和负荷的平衡。

（4）恢复状态。电力系统在经历紧急状态后，事故已被抑制的运行状态。此时需借助一系列的操作，使电力系统在最短的时间内恢复到正常状态或警戒状态，尽量减少事故对社会的影响。

电力系统调度　负责指挥、监督和管理电力生产运行，包括指挥电力系统内发电、输电、变电、配电及供电部门按安全、经济准则运行，保证向用户不间断地提供优质电能；在事故情况下，采取措施，迅速排除事故，及时将电力系统恢复至正常运行状态。

电能不易大规模储存，电力系统运行的产、供、销过程需瞬间同时完成的特点，使电力系统的调度任务有别于一般的工业生产调度。电力系统调度要随时保持发电与负荷的平衡，这就要求调度管辖范围内的每一个部门严格按质、按量完成调度任务。

电力系统调度的主要工作有预测用电负荷、制订发电计划和运行方式计划、进行安全监控和安全分析、指挥操作和处理事故。电力系统是一个庞大而地域辽阔的系统，不能仅靠一个调度控制中心来集中统一调度控制，因此世界各国电力系统都采用分层调度控制。全系统的监视控制任务分属于不同层次，下一层调度组织除完成本层次的调度控制任务外，还要接受上一层调度组织的调度命令并向其传送有关的信息。调度管理范围和职责的划分，一般按照地理位置和电压等级，并根据行政区域和电力系统特点而定。

调度自动化系统　为了完成电力系统调度任务，需要综合利用信息采集、通信、计算机和电力系统分析等技术建立调度自动化系统，实现电力系统运行调度决策、控制和管理的自动化。由于现代电力系统规模大，调度任务复杂，所需监控和分析的信息量巨大，依靠人工调度已不能满足需要，必须采用以电子计算机为核心的调度自动化系统来完成各项监控和调度任务。而调度自动化系统的正常运行又需具备可靠的远动通信通道和完整的厂、站基础自动化设施。

调度自动化系统由设置在调度控制中心的主站系统、设置在发电厂或变电站的自动化系统和通信系统组成。通过发电厂或变电站自动化系统实时采集电力系统运行参数的电气量和非电气量信息，通过通信系统将这些信息传送到调度控制主站。在主站，通过计算机软硬件系统对这些数据进行处理，并将处理结果展示给调度人员。调度

人员也可以通过该系统向电网中的设备发送控制和调整信息，实现对电网运行状态不间断的实时监视与控制，实现经济调度、安全分析和事故处理。调度自动化系统是电力系统安全经济运行的重要保证，是现代电力系统不可缺少的组成部分。

调度自动化系统的体系结构通常要和现有调度机构的设置相适应。随着智能电网的发展，大量清洁能源、可再生能源电力接入电网，这些电力具有间歇性和随机性，给电力系统运行的调度控制带来新的挑战，调度自动化系统的系统架构和决策机制需要不断更新发展，才能应对这些挑战。

4. 电力系统继电保护与安全控制

电力系统分布广袤、设备众多，安全运行控制极为复杂，由于自然灾害、设备老化、运行失当、人为错误等原因，发生各种故障和异常工况在所难免并难以预料。为防止由此酿成和扩大事故，需要采取一系列应急反事故控制措施。电力系统运行控制已实现高度自动化，大体可分为正常、故障以及故障后恢复等控制过程。相关的技术与装备大致分为两大类：一类是为保证电力系统正常运行的经济性和电能质量的自动化技术与装备，主要进行电能生产过程的连续自动调节，由运行调度系统完成，可归类为“电力系统自动化（控制）”；另一类是当电网或电气元件（设备）发生故障，或出现影响安全运行的异常情况时，自动切除故障元件和消除异常情况的技术与装备，一般归类为“电力系统继电保护与安全控制”。后者是保证电力系统安全运行的关键。

电力系统继电保护　电力系统运行中，所有电气元件均可能出现故障或不正常运行的状态，最严重的故障是短路故障。各电气元件之间存在紧密的电磁联系，故障一旦发生，故障电气量不仅会破坏故障设备，还将以极快的速度影响其他非故障元件。若处理不及时或不恰当，将导致事故扩大，甚至引发大面积停电。因此，必须在几十毫秒到几百毫秒内有选择性地识别并切除故障元件，这无法由运行人员手动完成，需借助于继电保护等类自动装置。同时，电力系统的运行状态也应受到不间断的实时监视，一旦发生不正常运行状态，要求及时发出告警通知运行人员采取措施，或启动自动控制装置恢复正常运行，这也必须借助于继电保护装置。

电力系统继电保护的基本作用是：检测电力系统中电气元件的故障或不正常运行状态，快速及时地采取故障隔离或告警措施，最大限度地维持系统稳定、保持供电连续性、保障人身安全、防止或减轻设备损坏。

继电保护是电力系统的重要组成部分，是保证系统安全、可靠运行的主要措施之一。在没有继电保护工作的情况下，电力系统不允许投入运行。

继电保护在技术上应满足四个基本要求（简称“四性”）：选择性，即继电保护装置动作时，应判定故障元件并将其从电力系统中切除，以缩小停电范围，最大限度地保证系统中无故障部分继续运行；速动性，即尽可能快速地切除故障，避免系统失去稳定，降低设备的损坏程度；灵敏性，即要求对保护范围内发生的各种故障和不正常状态均能灵敏反应；可靠性，即在设定的保护范围内发生了应该动作的故障时应可靠动作，而不拒绝动作（简称不拒动），在不需要动作时应可靠不动作，即不发生误动作（简称不误动）。“四性”是分析、评价和研究继电保护的基础，它们既矛盾又统一。对“四性”中的每一项要求都应当适度，应以满足电力系统的安全运行为准则，不应片面强调某一项而忽视另一项，否则会带来不良的后果。

继电保护分类的方法有多种。按原理可分为**电流保护**、电压保护、**距离保护**、方向保护、差动保护、行波保护等。按保护装置实现技术可分为电磁型、感应型、整流型、晶体管型、集成电路型、微机型等。按被保护对象可分为**发电机保护**、**变压器保护**、输电线路保护、**母线保护**等。

一套完整的继电保护主要由主保护和后备保护共同构成，必要时可增设辅助保护。

继电保护为完成其担负的任务，需要正确地区分电力系统正常运行状态与故障或不正常运行状态。继电保护的基本原理就是要从各种测量量中，找出可区分系统运行状态的特征量，并通过比较判断，识别发生故障的电气元件。常用的特征量主要有电压幅值、电流幅值、电压与电流间相位、测量阻抗、功率及其方向等电气量和温度、瓦斯等非电气量。

电力系统继电保护迄今已有百余年的历史，历经机电型、晶体管型、整流型、集成电路型、微机型等不同发展阶段。随着电力系统的规模不断扩大、结构日趋复杂以及新型发电和输配电技术的应用，对继电保护提出了新的更高要求。与此同时，计算机技术、通信技术、新型测量技术等相关科学技术的进步，为提高继电保护性能提供了有力的技术支持，并不断推动继电保护技术的发展。

电力系统安全控制 以保证电力系统安全运行为主要目的，同时考虑电能质量和运行经济性的控制措施，主要包括预防控制、校正控制、稳定控制、紧急控制和恢复控制。

(1) 预防控制。为提高电力系统安全运行裕度，防止电力系统越出正常运行状态而采取的控制措施。包括安全监视和安全分析，前者将测量的系统参数与安全运行的限制值进行比较，并向运行人员提供必要的信息；后者根据系统运行状态进行事故预想和模拟，检查系统的安全性。若安全分析的结果表明系统不够安全，则向运行人员发出警报，并提示或直接执行必要的措施，如切换负荷、改变系统结构、调整发电机出力和潮流、分配后备出力、布置解列点和改变安全稳定装置及保护的整定值等。

(2) 校正控制。为在电力系统频率、电压异常和线路、变压器过负荷时使其恢复正常值而采取的控制措施。造成频率异常是因为系统有功功率不平衡。使频率恢复正常的主要手段是调整发电机出力和调整负荷，包括合理配置汽轮发电机的热备用、水轮发电机组的调相运行和发电运行的切换、水轮发电机和燃气轮机发电机组的自动起动、抽水蓄能机组的抽水和发电运行的切换，以及在系统中合理配置低频减负荷、切负荷等装置。造成电压异常的主要原因是系统无功功率不平衡或无功功率分布不合理。使电压恢复正常的主要手段是调整系统的无功功率及其分布，包括发电机和调相机的励磁控制、静止无功补偿器的控制、并联电容的投切、带负荷可调变压器分接头的调整以及低压减负荷的措施等。为了消除变压器和线路的过负荷，应该根据造成过负荷的原因采取相应的措施，如投入备用设备，改变运行方式和潮流分布，直到负荷恢复到正常范围内。

(3) 稳定控制。为使系统从紧急状态恢复进入正常状态而采取的控制措施。包括发电机的快速励磁控制和附加励磁调节（**电力系统稳定器**）、汽轮发电机的汽门快关和控制、电阻制动控制、连锁切除发电机和切除负荷、串联电容的强制补偿控制、并联无功补偿设备的控制以及直流输电的功率控制等。

(4) 紧急控制。当系统已经失去稳定时，为了尽量缩小影响范围和减少损失而采取的控制措施。包括发电机的再同期控制和失步解列控制。发电机的再同期控制是当发电机

失去同步后，暂时不切除发电机，通过减小原动机的输入功率和适当的励磁控制，使发电机组经过短时间的异步运行重新恢复同步。失步解列控制是当系统失去同步又无法恢复同步时，将失去同步的发电机群之间的电联系切断，从而使系统分成两个或两个以上的系统而各自独立运行，消除振荡。当解列后的独立系统中频率或电压出现异常时，通过频率和电压紧急控制措施使其恢复正常，防止系统崩溃。

（5）恢复控制。为使电力系统解列后恢复到正常状态而采取的一系列有序的控制措施。通过对电力系统紧急状态采取紧急控制后，事故已被抑制，振荡已被平息，系统可能已解列为若干个子系统，有些发电机、负荷、线路已被断开，这时系统处于恢复状态，为了使其重新恢复到正常状态，采取再起动、负荷的投入、区域内电厂的并列、区域间的并联、联络线的投入等措施。

现代电力系统安全控制的发展方向是以在线运行的计算机为核心的分层分布式控制。它由局部控制、区域控制和中央控制三个层次组成。各个层次即有自己的功能，又相互联系协调，共同完成上述的各种安全控制措施。

电力系统安全防御的三道防线　根据长期运行经验，中国电力系统形成了由继电保护和安全稳定控制共同构成的安全防御三道防线。这三道防线的功能是：第一道防线，在系统发生单一元件故障时，保证系统正常供电，不损失负荷；第二道防线，在系统发生较严重故障时，防止系统失去稳定；第三道防线，在系统发生极端严重故障而导致稳定破坏时，防止系统崩溃，造成大面积停电。

第一道防线主要由预防性控制和继电保护实现，前者使电力系统正常运行时具有足够的安全裕度，后者则当系统元件发生故障时在系统稳定所限定的时间内切除故障元件；第二道防线在继电保护切除故障后，若系统无法稳定，则通过切机、切负荷、局部解列等控制措施保证系统稳定运行，在中国此任务主要由安全稳定综合控制系统来完成；当发生极端严重故障，第二道防线仍无法阻止系统失稳时，则由失步解列、频率及电压紧急控制等措施等构成第三道防线，防止系统崩溃，此任务主要由安全稳定综合控制装置中的失步解列装置、低频减载装置、低压减载装置等来完成。

5. 智能电网技术

智能电网的主要特征　未来的电网将是智能电网，它将：①有能力将多种电源接入系统。智能电网不仅能容纳大型集中的电源，也能够方便接入各种类型、各种容量水平的集中式或分布式发电和储能系统。②满足高质量的电能需求。智能电网对于企业电力用户和居民电力用户不同的需求，提供不同质量水平的电能，用户则相应地支付不同的价格。③对于供电中断、电网事故和自然灾害造成的故障有自愈能力。智能电网能够对系统状态不断进行检测、分析和自我评估，制定应对措施，对故障自动做出反应，并在故障后迅速恢复供电。④支持新型电力服务和电力市场。智能电网应合理设计和运行电力市场，提供竞价上网和电力服务竞争的机会，考虑价值/成本关系等因素的影响，实现资源的合理配置，降低电网损耗，提高能源利用效率。⑤智能电网使用新技术，优化资产利用，提高运行效率。⑥与电力用户互动。电力用户应成为电网的一个有机组成部分，通过调整使用电能的模式来提高电网运行性能。智能电网向电力用户提供电力新技术、电力使用信息和不同电力购买方式的选择权，从而促使用户参与电力市场。

智能电网关键技术　涉及用户侧、配电网、输电网、资产管理及电源五个方面。

(1) 在用户侧，使电力用户成为电网的有机组成部分，技术手段包括先进量测基础设施（AMI）、电动汽车充电基础设施、家域网、分布式发电、需求侧管理与响应，及支持“即插即用”的其他信息技术架构与应用。

(2) 提高配电网可靠性，实现“自愈”的运行技术，包括智能传感与控制设备、高级停运管理、故障快速诊断与处理、配电管理与配电自动化、地理信息技术、分布式可再生能源发电并网、微电网、适应电力双向流动的配电网保护与控制，以及其他支持双向潮流与微电网操作的技术。

(3) 实现输电网高效运行，减少输电阻塞的技术，包括智能变电站、智能设备、集成的广域量测应用，灵活交流输电技术，先进建模与仿真，动态可视化电网调度，电网智能分析与预警，大电网广域保护与智能控制，以及新能源发电环境下厂网协调运行。

(4) 优化资产管理的技术，包括对常用的各种资产管理应用的整合，电力资产全寿命周期管理，状态监测与状态检修，前瞻性设计与设备选型，以及优化资产使用的运行技术。

(5) 可再生能源发电的接入、输送及消纳。将涉及电网的统筹规划，预测、建模和仿真，接入模式的研究开发，安全经济运行技术，政策措施和技术标准体系等。

走向世界的中国电力系统

进入21世纪以来，国内外能源电力形势发生了重大变化。人类对化石能源短缺和枯竭的预期，以及全球气候变化和环境恶化的现实威胁，使得清洁能源和可再生能源利用的呼声日渐高涨。推动能源生产和消费革命，建设可持续发展的能源体系，成为许多国家缓解能源供应矛盾、应对气候变化的重要举措。在这种形势下，电力系统的重要性日益突出，大力开发可再生能源电力，促进电源结构的清洁化，成为全社会能源转型的重要组成部分；而电网则成为全社会重要的多样化电能接收系统及能源输送和配给网络，对电网的安全性、适应性、资源优化配置能力提出了更高的要求。迎接新能源革命的挑战，加快电源和电网转型，发展新一代电网技术，成为当前电力系统发展的主要任务。

进入21世纪的12年间，中国电力系统发展迅速。电源装机总量在2000年突破3亿kW后，于2012年底达到11.47亿kW，其中火电装机8.20亿kW，水电2.49亿kW，核电0.13亿kW；在此期间，风电等可再生能源发电装机大幅增长，达到1.3亿kW；风电和核电的年发电量分别占全国年发电量的2.06%和1.97%，成为中国继火电、水电之后排名第3、4位的重要电源。2000～2012年中国发电设备装机容量见表1，发电量见表2。

表1　2000～2012年中国发电设备装机容量（万kW）

年　份	总装机容量	水电装机容量	火电装机容量	核电装机容量	风电装机容量
2000	31 932	7935	23 754	210	
2001	33 849	8301	25 314	210	
2002	35 657	8607	26 555	447	45
2003	39 141	9490	28 977	618	56
2004	44 239	10 524	32 948	684	76

续表

年　份	总装机容量	水电装机容量	火电装机容量	核电装机容量	风电装机容量
2005	51718	11739	39138	684	127
2006	62370	13029	48382	684	186
2007	71822	14823	55607	893	586
2008	79273	17260	60286	893	1202
2009	87410	19629	65108	908	2580
2010	96641	21606	70967	1082	4183
2011	106253	23298	76834	1257	6236
2012	114676	24947	81968	1257	13546

表 2　2000～2012 年中国发电量（亿 kW·h）

年　份	总发电量	水电发电量	火电发电量	核电发电量	风电发电量
2000	13685	2431	11079	167	
2001	14839	2611	12045	175	
2002	16542	2746	13522	265	
2003	19052	2813	15790	439	
2004	21944	3310	18104	505	
2005	24975	3964	20437	531	
2006	28499	4148	23741	548	28
2007	32644	4714	27207	629	57
2008	34510	5655	28030	692	131
2009	36812	5717	30117	701	276
2010	42278	6867	34166	747	501
2011	47306	6681	39003	872	741
2012	49865	8556	39255	982	1030

作为中国电力系统的重要组成部分，进入新世纪，中国电网发展呈现三大趋势：

（1）全国联网的实现。随着三峡工程投产，于 2005 年实现全国大区电网互联。到"十一五"（2006～2010 年）末，中国电网已形成华北—华中、华东、东北、西北、南方五个主要同步电网。2010 年新疆与西北电网通过 750kV 联络线实现联网，结束了新疆长期孤网运行的历史。青海—西藏±400kV 直流输电工程于 2011 年底投产，实现了西藏电网与西北主网异步联网。至此，全国联网格局基本实现，如图 2 所示。

（2）大容量远距离输电技术取得重大突破。在此期间，750、1000kV 交流超/特高压输电和±660、±800kV 超/特高压直流输电工程相继投产。2009 年 1 月，晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程成功投运并稳定运行，中国形成了 1000/500/220/110kV 和 750/330/110kV 两个交流电压等级序列；2010 年，云南—广东（±800kV，500 万 kW）、向家坝—上海（±800kV，640 万 kW）特高压直流示范工程（双极）相继投产；2012 年，锦屏—苏南（±800kV，720 万 kW）直流特高压工程建成；2014 年初，线长超过 2000km 的哈密南—郑州（±800kV，800 万 kW）特高压直流工程投产。这些

特高压输电工程的建成投产，将西部大型水电、火电、风电基地的大量电力送往东部负荷中心，加快了大容量西电东送的进程。

（3）智能电网建设方兴未艾。中国两大电网公司从2009年开始分别推出智能电网的发展理念、目标和实施计划，并积极展开智能电网相关试验研究、示范建设和推广应用。国家电网公司提出“坚强智能电网”的概念，提出了加快建设“以特高压电网为骨干网架、各级电网协调发展的坚强网架为基础，以通信信息平台为支撑，具有信息化、自动化、互动化特征，包含电力系统的发电、输电、变电、配电、用电和调度各个环节，覆盖所有电压等级，实现‘电力流、信息流、业务流’的高度一体化融合的现代电网”。中国南方电网公司研究推进智能电网建设，2010年提出“绿色电网”的概念，搭建“智能、高效、可靠、绿色”的电网平台，建设具有先进技术水平的安全、可靠、高效、灵活的现代化大电网。

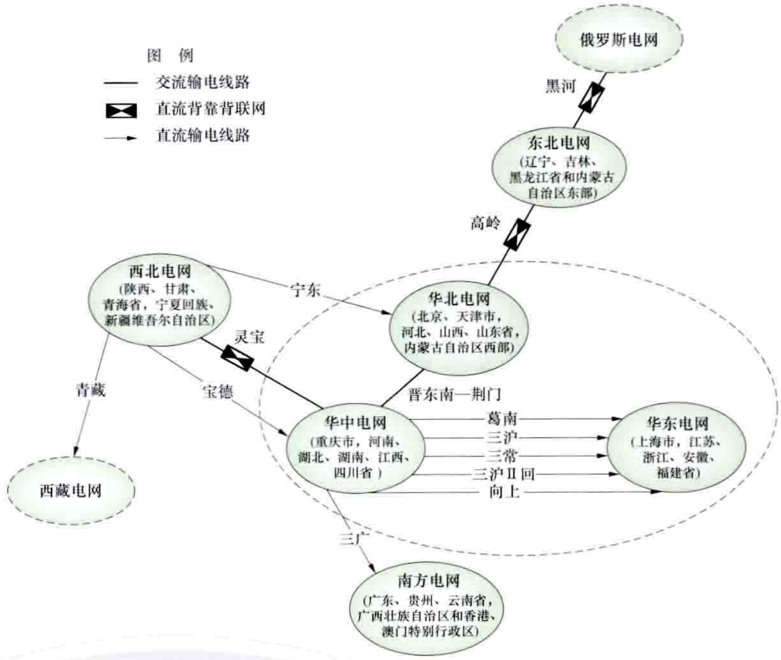


图2　中国电力系统互联示意图

当前中国正处于向第三代电力系统过渡的转型发展阶段，电力系统的重要任务是必须尽快提高清洁能源在整个电力系统发电电源中的占比（渗透率）；大幅度提高能源传输和利用效率。近年中国风电和太阳能光伏发电发展很快，尽管其发电量所占比例暂时还很小，但随着比例的不断增加，其固有的间歇性和随机性，将对电力系统运行带来极大挑战，要求电力系统具有足够的柔韧性和可控性。在提高能源传输和利用效率方面，中国正在大力发展的超/特高压交直流输电，为解决能源电力资源与需求逆向分布、实现大容量西电东送，提高能源电力输送效率提供技术基础；而发展相对滞后，但潜力空间最大的配用电系统，作为电力系统当前发展的重要领域，要采取特别有效的市场、管理、技术措施，调动能源电力用户的积极性，使其能够有效地参与电力市场运作，以提高电力系统整体和终端能源利用效率。

展望未来，电力系统的电源和电网将加快转型，新一代电力系统的技术经济特征日渐清晰。在能源变革不断进展条件下，随着可再生能源电力的加速发展，电网将能够接纳大量可再生能源电力，成为规模化清洁能源电力的输送和分配网络；配电系统将与微电网、分布式电源、储能装置、终端用户的能源综合高效利用系统有机融合，成为灵活、高效的智能能源网络，并与信息通信系统广泛结合，建成能源、电力、信息综合服务体系；电力系统总体将具有极高的供电可靠性，基本排除大面积停电风险。电力系统的总

体结构将发生重大改变：在电源组成上，清洁能源发电将占较大份额，大型骨干电源与分布式电源相结合；电网结构方面，国家级（或更大范围）主干输电网与地方电网、微电网协调发展；在输电方面，采用大容量、低损耗、环境友好的输电方式（如特高压架空输电、超导电缆输电、气体绝缘管道输电等）；在配用电方面，采用双向互动的智能化配用电系统；在电网调度及安全保护方面，则采用智能化的电网调度、控制和保护系统；这些也都是当前和未来中国智能电网建设的目标。

中国电力系统将成为全球规模最大、资源配置能力最强、智能化程度最高的安全、经济、高效、灵活、互动的电力系统！

电力系统卷

第一版前言

电力系统卷的知识体系

电力系统由发电、输电、变电、配电和用电设备以及继电保护、调度自动化和通信系统等辅助系统相互联系而组成的一个有机整体并具有一系列的特征。电力系统卷从总体概念出发介绍有关电力系统特别是现代大电力系统的知识并与综合、电工技术基础、火力发电、水力发电、核能及新能源发电、输电与配电、用电等卷相衔接。

电力系统卷知识内容的组成与划分

电力系统知识共分为8个分支介绍。

第一分支概论，介绍电力系统的基本知识，包括电力系统基本特征及基本任务、电力系统自动化、电能质量、电压等级、中性点接地方式、短路电流水平、电力系统运行状态、电力系统稳定以及中国和世界主要国家的电力系统、互联电力系统的简况。

第二分支电力系统计算分析，介绍电力系统计算分析的知识，包括电力系统分析、电力系统数学模型、电力系统模拟和仿真、电力系统潮流计算、电力系统故障分析和计算、电力系统稳定分析和计算等。

第三分支电力系统规划设计，介绍电力系统规划设计方面的知识，包括电力系统长远发展规划，电力系统中期发展规划，城市供电网规划，电力系统继电保护与安全自动装置、通信、调度自动化设计，电力负荷预测，电力电量综合平衡和电力系统调相、调压、无功补偿设计等。

第四分支电力系统运行，介绍电力系统运行及调度方面的知识，包括电力系统运行，电力系统调度管理，电力系统运行计划，电力系统异常运行，电力系统调频、调压，电力系统倒闸操作，电力系统经济调度等。

第五分支电力系统可靠性，介绍电力系统可靠性的知识，包括世界主要国家电力系统可靠性管理情况，可靠性基本数据，发电系统、输电系统、发输电合成系统、配电系统可靠性以及一些国家的可靠性准则和可靠性经济学的知识。

第六分支电力系统调度自动化，介绍电力系统调度自动化方面的知识，包括调度信息、电力系统调度分层控制、电力系统远动技术、调度自动化系统、电力系统调度自动化功能，电力系统调度员培训仿真器和配电自动化等。

第七分支电力系统继电保护，介绍电力系统继电保护和电力系统安全自动装置的基本知识，包括电力系统继电保护的配置、整定、试验，线路自动重合闸的配置，电力系统安全自动装置，继电保护用继电器，直流输电系统继电保护等。

第八分支电力系统通信，介绍电力系统通信方面的知识，包括电力系统通信、无线电通信、电力线载波通信、光纤通信和数据通信等。

电力系统卷与其他有关卷的分工与衔接

输电系统与配电系统是电力系统的组成部分。属于电力设备与个体工程的技术知识均在输电与配电卷内介绍；属于系统的整体规划与设计由电力系统卷介绍。例如无功补偿和调相、调压的知识在电力系统卷介绍而无功补偿设备（电容器、电抗器等）则在输电与配电卷内介绍。

综合卷、火力发电卷、水力发电卷、核电及新能源发电卷分别介绍了各类发电厂的热力、水力、核动力和发电设备及各类发电厂的设计、运行、厂内电力设备的继电保护和发电厂的自动控制装置；而有关动力资源开发、电源方案设计和建设计划、发电厂在系统中的地位和调峰、调频以及经济调度等关系整个电力系统规划、设计和运行的知识均在电力系统卷介绍。

电力系统继电保护、安全自动装置和通信方面，有关保护用继电器、线路继电保护和自动重合闸、电力系统安全自动装置均在电力系统卷介绍；有关发电厂、变电所、配电设备的继电保护装置则分别在输电与配电卷和各发电卷内介绍。有关电力系统通信在电力系统卷介绍；有关发电厂、变电所的通信设施则在输电与配电卷和各有关发电卷内介绍。

电力系统可靠性方面，有关发电系统、输电系统、发输电合成系统、配电系统可靠性知识在电力系统卷介绍；有关输变电和发电设备的可靠性以及发电厂、变电所主接线可靠性则在输电与配电卷和有关发电卷内介绍。

在电力系统卷的编撰过程中，得到了电力系统内外众多单位的帮助和支持，特别是华北电业管理局、西北电力设计院、电力科学研究院、南京自动化研究所、国家电力调度通信中心、水利电力信息研究所等单位，在此谨表示诚挚的感谢。此外，在编撰过程中，除了全体参加编审工作者外，还邀请有关专业知名专家徐博文、柳椿生、蔡洋、钱家鼎、刘肇旭、彭淳绍、张大焜等进行审稿，在此也向他们表示谢意。

电力系统卷（第一版）编审委员会

1994 年 5 月

• 电力系统卷 •

第二版前言

《中国电力百科全书·电力系统卷》第一版于1995年5月出版以来，受到广大读者的欢迎和好评。第一版条目的取材一般截止到1990年底，因而内容基本上反映了20世纪90年代以前电力系统发展的知识水平。此次修订第二版工作在1999年完成，实际资料基本截止于1999年。

自20世纪90年代以来，在经济发展和科技进步的推动下，世界各国电力工业和电力系统有显著发展，发展中国家的发展尤为迅速。如中国总装机容量（未计入香港特别行政区、澳门特别行政区及台湾省的统计数字）继1987年超过100GW后，于1995年突破200GW，2000年4月已达300GW。装机容量和发电量均居世界第二位。与此同时，6个跨省区域电网和互联电网以及一些独立省区电网不断发展壮大，大型跨省电网的装机容量已达40GW以上。各大区电网已基本形成以500kV（330kV）线路为骨干的网架结构。±500kV高压直流输电系统已建成投运。

在电源和电网建设的同时，世界各国跨区、跨国电网互联的趋势进一步增强。中国、印度、巴西等国的国内电网互联工程进展顺利。中国三峡电站和三峡输变电工程的建设，将为中国在2010～2020年间实现全国联网奠定坚实的基础。欧洲的跨国联网继续扩大。波兰、捷克、斯洛伐克、匈牙利4国电网于1995年同步接入西欧电网。西欧电网与北欧电网互联程度进一步加强。大电网互联能取得显著的联网效益，有利于电网的安全稳定和经济运行。但随着互联程度的增加，也带来一些负面影响。特别是在1996年美国西部电网两次大面积停电事故后，人们普遍关注因连锁反应造成的大电网稳定破坏事故，分析原因并采取有效的防范措施。

电力工业运营体制的市场化改革，是20世纪90年代世界各国电力工业发展的重要趋势。电力市场的根本宗旨是通过打破传统的垄断经营模式和促进市场竞争，达到提高效率，改善服务，降低成本和电价的目的，进而提高本国或本地区经济的竞争能力。电力市场的发展对电力系统的规划和运行都带来重要影响，在技术上也提出了一系列新问题。如在电力市场条件下，如何进行电力系统规划，如何实施可靠性管理，以保证电网的安全稳定运行等都是人们普遍关心的问题。中国的电力市场已从厂网分开起步，电力市场技术支持系统的开发成果已开始应用于电力市场的交易与运作。

计算机、通信、自动化技术在20世纪90年代迅猛发展并广泛应用于电力系统，使电力系统的调度自动化系统、通信系统、继电保护和安全自动装置以及电力系统仿真分析的面貌进一步改观。自动化的应用范围不断扩大，不仅是大电网的调度自动化，配电系统运行和管理的自动化也有很快的发展。光纤通信和数据网络技术的发展，使电力系统通信的容量、质量和业务种类有了明显的进步。微机型保护的应用特别是在中国超高压电网中的广泛应用为电力系统的安全稳定运行提供了重要保证。计算机容量增大和计算机速度提高，扩大了电力系统计算分析的范围和规模，电力系统实时数

字仿真装置和应用显著提高了仿真试验的速度和精度。电力电子技术与计算机控制技术相结合研制的新型灵活交流输电装置开始用于超高压输电系统，为实现灵活可控的交流输电系统向前迈进了一步。

20世纪90年代以来，各国对电力工业的可持续发展十分关心。环境保护的制约对电源建设和电网建设都产生重要影响。在电力系统规划中贯彻可持续发展战略，是实现电源和电网布局、优化的重要因素。风力发电等新能源技术和高效率、低污染燃气轮机和联合循环发电技术的进步和应用为电力系统增添了各具特色的电源。

根据以上情况，在组织第二版的编写中我们本着尽量反映当前电力系统的最新发展，为当前直至21世纪前10年我国电力工业的发展服务的精神，在第一版的基础上全面进行了修订。第二版中，全卷仍分8个分支，将原“电力系统调度自动化”分支更名为“电力系统自动化”分支。在本卷第二版全部484个条题中，新增的有58条，大改的有43条，小改的有80条，分别占条题总数的12%、9%、16.6%。

本卷的修订工作，得到全国许多单位的大力支持和帮助。特别是华北电力集团公司和中国电力科学研究院，为修订工作提供了充分的资金和人力支持。浙江大学、西北电力设计院、清华大学、电力自动化研究院、国电通信中心等单位给予编写修订人员的工作以积极支持。在本卷编写修订过程中，本卷第二版编委会特聘专家吴竞昌先生、王梅义先生自始至终给予指导并参与编写修订工作，各分支编写、修订工作人员和本卷责任编辑做了大量细致的工作。在此谨向上述单位和专家的工作表示诚挚的感谢。此外，在本卷终审时，邀请有关专业知名专家杨以涵先生、陈寿孙先生、金文龙先生、张春江先生参与审稿并提出了十分宝贵的意见，在此也向他们表示谢意。

电力系统卷（第二版）编审委员会

2000年5月

目　录

A

anquan jiaohe lei yingyong

安全校核类应用 (applications for security checking)

见智能电网调度技术支持系统。

Aodaliya dianli xitong

澳大利亚电力系统 (electric power systems in Australia) 澳大利亚各州的互联电力系统。

发展和现状 澳大利亚电力工业从19世纪末期开始，从初期的私人办电发展到政府（联邦各州）大规模投资办电，逐步形成了各州政府拥有电力资产，发、输、配电由政府公司垂直一体化管理的电力体制。澳大利亚全国有昆士兰、新南威尔士、堪培拉地区、维多利亚和南澳大利亚五大区域电网。1959年新南威尔士州和维多利亚州的电网建立了联络线。1990年维多利亚州的波特兰和南澳大利亚州的堪培尔之间建立了联络线，现在昆士兰、新南威尔士、维多利亚和南澳洲4大区域网已有500kV交流联网，除西澳洲和北部地区外已实现全国联网。截至2011年底，澳大利亚发电装机容量为6112万kW，其中水电装机容量为879万kW，占14.38%；火电装机容量为4963万kW，占81.20%；风电等其他发电装机容量为270万kW，占4.42%。澳大利亚用电的负荷中心在东南部，分布于沿海200km的带状区域。在用电结构中，2010年工业用电占41.4%，居民生活27.9%，商业27.9%，农业1.1%，交通运输1.8%。人均用电量排世界前列。图1所示为维多利亚第三大电厂——雅洛恩电厂（Yallourn Power Station）

澳大利亚输电线路电压等级有500、330、275、220、132、110kV。2010年，全国110kV以上的输电线路63 703km（比2000年增加24.7%），其中500kV输电线路2266km，330kV线路8248km，275kV线路10 793km。澳大利亚全国输电网络及发电厂分布位置见图2。



图1 雅洛恩电厂（Yallourn Power Station）（付尧 提供）

2011年澳大利亚发电量为2526亿kW·h，其中水电发电量168亿kW·h，占6.65%；火电发电量2292亿kW·h，占90.74%；风电等其他发电量66亿kW·h，仅占2.61%。澳大利亚1990～2011年累计发电装机容量和年发电量见表。

1990～2011年澳大利亚累计发电装机容量和年发电量

时间（年）	1990	1995	2000	2005	2007
装机容量（GW）	38.46	42.20	46.21	50.55	53.19
发电量（亿kW·h）	1550	1734	2102	2287	2508

时间（年）	2008	2009	2010	2011
装机容量（GW）	54.61	57.06	59.86	61.12
发电量（亿kW·h）	2572	2444	2522	2526

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

电力管理体制 澳大利亚为联邦制国家，电力供应传统上由州政府管辖。联邦政府除拥有雪山电力公司的股份外，没有任何电力资产，各州电力供应完全由州政府自己负责。电力作为公用事业，由州电力委员会或能源委员会或水电委员会直接管理，政企合一，垄断经营。在发、输、配管理体制上，既有垂直一体化的模式（如昆士兰州和南澳洲），也有发输一体、配电分开的模式（如新南威尔士州和维多利亚州）。新南威尔士、昆士兰和维多利亚3州占了全国电力消费的79%。

澳大利亚电力市场化改革始于1989年，各州开始对电力产权进行改革。1991年，澳大利亚成立了国家电力市场法规局和国家电力市场管理公司两个机构，前者负责制定和管理电力市场规则，后者负责管理电力调度交易机构，根据规则组织电力市场运营。电力监管由国家竞争与消费委员会与各州政府负责。除北部地区和西澳大利亚州外，其他各州的电力体制已由以前的垂直一体化管理体制改变为发、输、配、售全面分开，发电端竞价上网，售电端竞争供电，输配网络实行政府定价、公司运营的管理体制，并形成了覆盖新南威尔士、维多利亚、昆士兰、南澳大利亚和首都地区的国家电力市场（National Electricity Market，NEM）。1998年国家电力市场开始运作，采用厂网分开、竞价上网的竞争模式。市场运作4年后澳大利亚政府进行了系统的总结，决定继续完善电力市场，加强电力监管，将分散在各部门和地方的监管职能进行整合，建立集中统一的电力监管组织。2005年7月，撤销了先前设立的电力市场法规局，成立了澳大利亚能源委员会（负责市场规则）和澳大利亚能源监管委员会（负责市场监管），能源监管委员会将各州分散的电力监管职能集中起来，并向各州派驻分支机构。澳大利亚发电企业可以通过电力市场向用户售电，发电商、售电商及大用户是市场交易主体，小用户（主要是家庭用户）电价由政府设定最高限价。政府重点关注系统安全、普遍服务，垄断业务监管（管制输配电价格）和防范市场风险（制定最高限价），其余由市场竞争决定。澳大利亚用户自主选择供电商的比例已超过一半，供电服务得到改善，效率得到提高，实现了地区间

电力的协调发展。在 2006～2011 年期间，澳大利亚不断完善电力市场改革，其中 2011 年澳大利亚能源部发布《能源白皮书》（草案），重点是推动电力资产进一步私有化；放松零售价格管制；推进需求侧参与市场改革；建立国家电力市场，制定国家层面的法律、监管政策和市场规则。

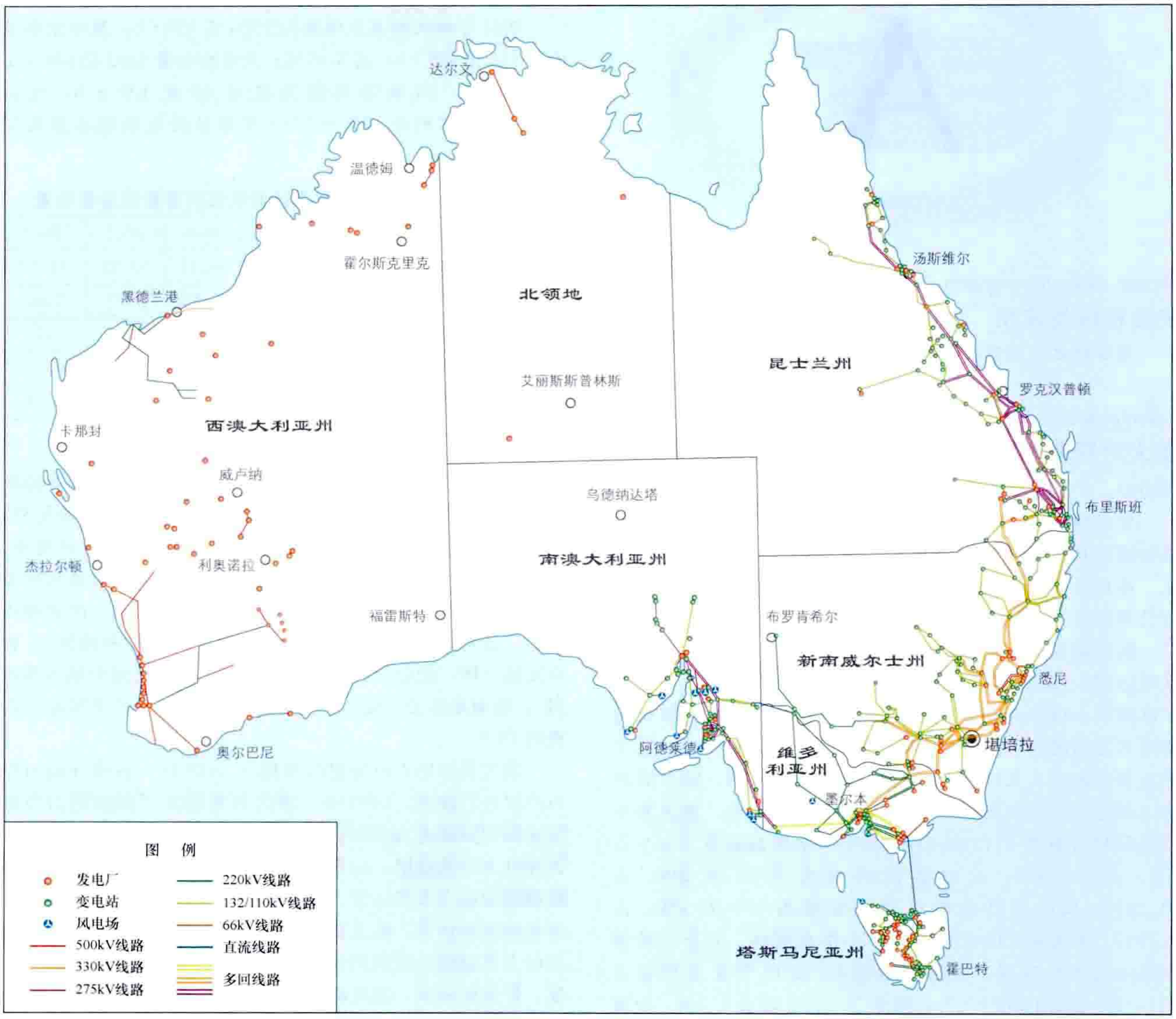


图 2　澳大利亚全国输电网络及发电厂分布位置

B

Baxi dianli xitong

巴西电力系统 (electric power systems in Brazil)

巴西全国各地区电网互联的电力系统。

发展 巴西的商业性用电始于1879年，当时是用于里约热内卢的火车站照明，4年以后，里约热内卢州的坎波斯市开始利用蒸汽机发电提供公共照明。1883年，在米纳斯吉拉斯州建成了首座水电站——里贝郎因费诺电站，并用2km的直流输电线向金刚石矿区供电，用于照明和水泵动力。1887年，里贝郎马卡科斯水电站建成并向新利马矿提供照明和动力。1889年9月，作为拉美第一座为公众服务的贝纳多马斯卡雷尼亚斯水电站正式发电，至今仍在运行。到20世纪初，巴西已有17个市镇建有发电站，总装机容量12MW。1910年，用电的市镇增至119个，装机容量达160MW。20世纪中叶，巴西工业化发展带动了电力需求的不断增长，到1950年，全巴西共有电厂1763座，总装机达1883MW。60年代以来，巴西加速开发水电。70年代中，伊泰普水电站工程的兴建极大地推动了巴西电力的发展。2009年发电装机和发电量均居世界第九位。2010年全年用电量464.8TW·h，其中工业用电占49.5%，居民生活用电占23.3%，商业、服务业用电占23.0%，农业和渔业用电占3.8%，交通运输业占0.4%。巴西已成为世界上电力生产和消费的大国。

现状 巴西电力工业的特点一是水电比重高，水电远离负荷中心，依赖长距离输电，互联电网跨度达4000km；二是电力发展速度快。

巴西是世界上水能资源最丰富的国家之一，年径流总量达$52\times10^{12}m^3$，占世界年径流总量的11%以上。巴西水能资源主要分布在亚马孙河、圣弗兰西斯河和巴拉那河三大水系，估计可开发的水能资源为185GW。巴西的水电比重占有绝对优势，远远高于世界平均水平。巴西现已建成1000MW以上的大型水电站17座，其中与巴拉圭在巴拉那河上合建的伊泰普水电站装机容量1400万kW，可靠出力936万kW，多年平均发电量900亿kW·h。2010年巴西电力装机容量达到1.124亿kW，其中火电占25.9%，水电占71.7%，核电占1.8%，其他0.5%。

巴西输电网主要由2个互联网构成，如图所示，一是南部—东南—中西部互联电网；二是东北部电网。这两个电力系统于1999年初已通过1300km、500kV的交流输电线实现互联。另外在西北部还有很多孤立小电网。至2010年，巴西230kV输电线路长度98 649km，其中230kV线路43 251km，345kV线路10 060km，500kV线路34 372km，±600kV直流1612km，750kV线路2683km。

巴西输电网主要由230、345、440、500kV和750kV电压等级构成，跨国输电的138kV线路也属于输电网。最高直流输电线路为±600kV。巴西配电网电压等级较多，包括



巴西电力系统示意图（巴西审计院 提供）

138、88、69、44、30、25、2.3kV 和 110V 等。

巴西 1990～2010 年发电装机容量和发电量见表。

巴西 1990～2010 年发电装机容量和发电量

时间（年）	1990	1995	2000	2002	2005	2007	2008	2009	2010
总装机（GW）	53.05	59.04	73.63	82.96	93.16	100.45	102.96	106.57	112.40
水　电（GW）	45.55	51.31	60.98	65.82	70.86	76.87	77.73	78.64	80.59
火　电（GW）	6.84	7.07	10.68	15.13	20.29	21.32	22.96	25.36	29.11
核　电（GW）	0.66	0.66	1.97	2.01	2.01	2.01	2.01	2.01	2.01
发电量（TW・h）	222.8	275.60	349.15	345.64	403.03	445.76	463.37	466.47	515.79

资料来源：联合国历年《能源统计年鉴》。

电力管理体制改革　巴西已经实现全国联网，并且已经与周边国家电网联网，电力公司可以从全国的电站或国外电站购买电力和电量。

巴西电力市场化改革的主要内容包括：①逐步实行私有化。到 2000 年 10 月巴西有电力公司 62 个，其中 44 个为私人公司，占 71%；按业务划分，涉及发电业务的 26 个，私人占 58%；涉及输电业务的 16 个，私人占 6%；涉及配电和零售业务的 40 个，私人公司占 70%。②建立新的电力工业管理体制。政府通过法律和政策及规划进行指导，电力管理的最高部门——国家能源政策委员会（National Council for Energy Policy，CNPE）下设矿产能源部（Ministry of Mines and Energy，MME）和能源秘书，能源秘书领导一个规划机构，负责提出电力发展规划，指导电力工业发展。成立了独立的监管机构国家电力局（the National Agency for Electricity，ANNEL），负责电力市场技术和经济方面的监管工作；成立了独立的国家电力控制（调度）中心（Operator of the National Electric System，ONS）。ONS 的主要职责是运行国家联网系统（National Interconnected System，SIN），管理国家输电网络。主要目的是保持由于协调运行可以得到的综合效益和保证电能供应质量，为电力行业各机构之间公平和公正竞争创造条件。从 1999 年开始，由管制机构授权，ONS 对巴西的电力系统进行统一调度。ONS 分为中心办公室（设在里约热内卢），国家控制中心（设在巴西利亚）和 4 个地区的控制中心。ONS 的工作包括制定运行规划，制订发电计划，负责系统运行，对电力系统运行进行监控；负责输电服务和输电合同的管理，输电的统计，输电设施的检查等，输电费用按容量计价，根据可靠性和保证电网连续运行的需要，对电网加强和扩大的必要性进行评价，进行联网研究和评价等。ONS 工作上与 CNPE 衔接，ANEEL 负责审批和核准。③成立了独立的电力市场运行和管理机构，负责电力市场参与者之间的电力交易和结算。所有的发电公司、电力批发商、小型用户、配电公司，以及伊泰普水电站的代理商等，可以通过电力市场运行和管理机构实现售电，也可以互相之间直接售电。

baohu jidianqi

保护继电器

（protective relay）　用于继电保护装置中，当输入量（激励量）的变化达到规定要求时，在电气输出电路中使被控量发生预定的阶跃变化的一种电器。当输入参量（电、磁、光、热、声等）达到某一预先设定值（整定值）时输出量便发生阶跃式变化。在中国，1958 年阿城继电器厂即开始独立设计、生产继电保护配置。保护继电器通常由测量部件、比较部件和执行部件三个主要部分组成。测量部件将反应的输入参量综合后送至比较部件；比较部件将所得的参量与预先设定值相比，做出判断；执行部件实现输出量的跃变。测量部件所反应的物理量有电气的、机械的、温度的、光学的等。反应电气量动作的保护继电器应用最为广泛，种类也最多，可以分为两大类：①反应输入参量（电流、电压、功率等）大于或小于整定值而动作的继电器，主要用于实现故障判别等功能。②反应输入参量的有或无而动作的继电器，主要用于构成保护装置的逻辑回路，如：用于增加触点容量或数量，用于增加动作时限，用以表示某一回路通电等功能。保护继电器按构成原理又可分为电磁型、感应型、整流型、晶体管型、集成电路型、微机型（数字型）等。

在微机保护中，实现某些保护功能的并不是以物理形态存在的继电器，而是保护装置中的软件算法，一般将这种执行某种保护功能的算法模块称为保护元件，如距离元件、方向元件等，它们只是一种逻辑存在。有时微机保护中“元件”也沿用传统保护中的“继电器”的称呼，如将“距离元件”称为“*距离继电器*”，则其内涵已发生变化。

baohuyong huganqi

保护用互感器

（protection transformer）　将一次侧交流高电压、大电流转换成可供继电保护使用的二次侧低电压、小电流模拟量或者数字量的变换设备。保护用互感器应保证在实际可能的极端条件下其电压、电流的变换误差不超过容许值。另外，还需考虑互感器的电磁暂态过程对快速保护的影响。互感器二次回路异常或故障会导致相关保护误动，因此对于该类保护需要增设二次回路监视元件。监视元件的作用是当检测到二次回路断线时，根据需要发出告警信号或闭锁保护。

作用　①将一次系统的电压、电流信号准确地传递到二次侧。②将一次系统的高电压、大电流变换到二次侧的低电压、小电流标称值，以满足继电保护装置标准化和绝缘的要求。③实现继电保护装置与一次系统高压设备的电气隔离，保障继电保护装置和人身的安全。

类型　保护用互感器按其传变量性质可分为电流互感器和电压互感器；按变换原理主要可分为电磁式互感器（见*电磁式电流互感器、电磁式电压互感器*）和电容式互感器（只用于电压变换，见*电容式电压互感器*）。可直接输出数字量信号的*电子式互感器*已得到应用。

电流互感器（current transformer）是将待测交流电流按额定比值进行量值变换的仪器。电流互感器有测量用与保护用之分。

电压互感器（voltage transformer）是将待测交流电压按额定比值进行量值变换的仪器。电压互感器也有测量用与保护用之分。

参考书目

张保会，尹项根．电力系统继电保护．北京：中国电力出

版社，2005.

贺家李，李永丽，董新洲，等. 电力系统继电保护原理. 4版. 北京：中国电力出版社，2010.

Beimei Dianli Kekaoxing Xiehui Guihua Biaozhun

《北美电力可靠性协会规划标准》（*North American Electric Reliability Corporation Planning Criteria*）

北美电力可靠性协会规划委员会（Planning Committee of North America Electric Reliability Corporation）为保证北美互联系统在竞争的电力市场中和输电网开放的情况下继续保持可靠性而制定的电力系统规划设计可靠性准则。准则是以已确定的技术基本原理和经验及判断为基础制定的，会随着系统变化和技术进步而动态修订。

批准单位和时间 1997年9月北美电力可靠性协会（National Electric Reliability Council，NERC）批准发布了北美电力规划标准。1998年7月14日，NERC发布规划标准的一致性模板。规划标准由NERC统一协调，各个区域电网依据该标准制定各自的地区标准。2004年NERC将其运行政策、规划标准和适应性要求整合成为一套具有法律效应的可靠性标准，包括运行相关标准40项，规划相关标准50项。2007年1月1日，NERC变为北美电力可靠性社团（National Electric Reliability Corporation）。2007年由美国联邦能源管理委员会正式批准生效了83项可靠性标准，包括规划可靠性相关准则。

标准制定的基本原理 NERC的新标准研制进程得到美国国家标准化协会（American National Standard Institute，ANSI）的批准，整个制定过程以可靠性原理与市场接口原理为指导。

可靠性原理 共有7条：①互联的大电力系统应按照统一的方式进行规划和运行，在NERC标准定义的正常运行工况和异常运行工况下都保证可靠地执行其功能；②通过调节有功、无功功率供给及需求的平衡，来维持互联的大电力系统的频率和电压控制在定义的限制范围内；③所有规划、运行互联大电力系统所需的信息，都必须可靠地提供给负责系统规划和运行的部门；④必须制定、协调、维护并实施互联大电力系统的紧急运行和系统恢复的规划工作；⑤通信、监测、控制设备用来支持、维护系统的可靠性水平；⑥负责互联大电力系统规划和运行的人员必须进行培训、考核、认证和授权后方可进行相应的工作；⑦互联大电力系统的安全性必须基于广域范围进行评估、监控、维护。

市场接口原理 共有5条：①在进行互联大电力系统的规划和运行工作时必须认识到，可靠性是北美经济健康发展的核心要求；②所制定的机构标准不能给予某个市场参与者不公平的竞争优势；③所制定的机构标准既不指定也不禁止采用某个特定的电力市场结构体系；④所制定的机构标准不排除采用市场手段来达到协调标准的目标；⑤所制定的机构标准不强求公开敏感的商业信息数据，所有市场参与者公平地提供并访问非敏感的信息数据，来达到标准的要求。

参与主体及其功能 NERC对确保大电网运行及规划可靠性的各个参与主体及其功能进行了详细定义，具体功能模块及执行机构如表所示。

主要内容 包括输电规划（transmission planning，TPL），设备设计、接入和维修（facilities design，connections，and maintenance，FAC），模型、数据及分析（modeling，data，and analysis，MOD），保护及控制（protection and control，PRC），紧急预案和运行（emergency preparedness and operations，EOP）五个方面，共60项标准。

NERC可靠性标准的功能模块说明表

功能区	功能名称	功能执行机构
标准及一致性保障功能	标准编制	标准制定组织
	一致性检查与监督	监察机构
	可靠性保证	可靠性保障机构
可靠性服务功能	运行可靠性	可靠性协调机构
	规划可靠性	规划机构
	互联交换	互联协调机构
	输电服务	输电服务提供商
	平衡	平衡机构
规划与运行功能	配电	配电供应商
	发电运行	发电运行商
	发电所有权	发电业主
	负荷服务	负荷服务机构
	市场运行	市场运行机构
	购销	购销机构
	资源规划	资源规划机构
	输电运行	输电运行商
	输电所有权	输电业主
	输电规划	输电规划机构

输电规划 标准范围涉及：①在正常（无故障）条件下的系统性能（A类）；②在单一元件故障条件下的系统性能（B类）；③在两个或更多元件故障条件下的系统性能（C类）；④在导致两个或更多大电网设施停运的极端事件条件下的系统性能（D类）；⑤区域和区域间可靠性的自评估报告；⑥区域可靠性组织为可靠性评估提供的数据。

设备设计、接入和维修 标准范围涉及：①设备入网规程；②新设备协调规划；③植被管理程序；④电力设施额定值确定方法；⑤系统建模用的电力设施额定值。

模型、数据及分析 标准范围涉及：①总输电能力（the total transmission capacity，TTC）和可用输电能力（the available transmission capacity，ATC）计算方法文档；②TTC和ATC计算及结果审查；③TTC和ATC计算及结果值的输入流程；④每个区域的容量效益裕度（capacity benefit margin，CBM）计算方法文档；⑤校验CBM结果值的流程；⑥使用CBM结果值的流程；⑦使用CBM结果值的文档；⑧每个区域的输电可靠性裕度（transmission reliability margin，TRM）计算方法文档及内涵；⑨校验TRM结果值的流程；⑩用于系统建模和仿真的稳态数据；⑪区域稳态数据需求及报告流程；⑫用于输电系统建模和仿真的动态数据；⑬维修和配电网动态数据需求及报告流程；⑭稳态系统模型的建立；⑮动态系统模型的建立；⑯实际需求和预测需求的数据报告和需求文档；⑰负荷的累计实际需求量和预测需求量；⑱负荷的非数值型需求数据的处理及需求和净电量预测中的不确定性分析；⑲可中断负荷需求和直控负荷管理的报告；⑳向系统运行商和可靠性协调机构提供可中断负荷需求和直控负荷管理数据；㉑需求和能量预测中的需求侧管理效能统计方法文档；㉒发电机毛发电量和净发电量的校验；㉓发电机毛无功量和净无功量的校验和报告；㉔区域功率交换分析方法；㉕额定系统路径方法；㉖Flowgate方法。

保护及控制　标准范围涉及：①扰动监控设备技术要求的定义及文档；②区域电网分析输电及发电保护系统错误动作的流程；③输电及发电保护系统错误动作的分析与减少；④输电及发电保护系统的维护与测试；⑤区域电网低频减负荷程序的制定和文档；⑥确保各个机构低频减负荷程序的一致性；⑦低频减负荷设备维修程序的实施与归档；⑧发生一个低频事件后低频减负荷程序的性能分析与文档；⑨低频减负荷程序的设计与效能的技术评估；⑩低频减负荷系统的维护与测试；⑪特殊保护系统的审查程序；⑫特殊保护系统的数据库；⑬特殊保护系统的评估；⑭特殊保护系统的数据及文档；⑮特殊保护系统的错误动作；⑯特殊保护系统的维护与测试；⑰扰动监控设备的安装与数据报文；⑱低压减负荷程序数据库；⑲低压减负荷程序数据；⑳低压减负荷程序性能；㉑输电保护继电器载荷能力。

紧急预案和运行　标准范围涉及：①一个地区黑起动能力规划的建立、维护和文档管理；②黑起动机组测试结果文件。

beimei dianli xitong

北美电力系统 (electric power systems in North America)

美国、加拿大和部分墨西哥互联的电力系统。包括美国本土东部、西部、得克萨斯州和加拿大魁北克水电系统的4个互联电力系统，如图所示。加拿大的东部、中部和西部各省电力系统又分别与相邻的美国各电力系统互联，墨西哥的一小部分电力系统与美国的西部电力系统相连接。美国东部和西部电力系统之间有非同步联络线相连接，但平时是解列运行的。得克萨斯州电力系统与东西部系统之间也通过背靠背的直流相连接。在美国大陆以外的阿拉斯加和夏威夷分别有各自的独立电力系统。



北美电力系统地域划分示意图

2011年北美电力系统的总装机容量为1255.59GW，其中美国1055.30GW，加拿大138.69GW，墨西哥61.60GW。2011年总发电量为5282.4TW·h，其中美国4349.6TW·h（83.3%），加拿大637.0TW·h（11.5%），墨西哥295.8TW·h（5.2%）。3个国家历年装机容量变化列于表1～表3。

表1　美国历年装机容量和发电量

指　标	1990年	1995年	2000年	2005年	2007年	2008年	2009年	2010年	2011年
装机容量（GW）	733.60	706.11	812.62	978.55	995.89	1011.27	1026.89	1041.00	1055.30
发电量(亿kW·h)	32 186	35 821	40 527	42 944	43 498	43 691	41 844	43 784	43 496

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

表2　加拿大历年装机容量和发电量

指　标	1990年	1995年	2000年	2005年	2007年	2008年	2009年	2010年	2011年
装机容量（GW）	104.14	115.51	111.33	122.84	126.38	127.61	135.40	137.11	138.69
发电量(亿kW·h)	4822	5599	6057	6261	6420	6513	6140	6020	6370

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

表3　墨西哥历年装机容量和发电量

指　标	1990年	1995年	2000年	2005年	2007年	2008年	2009年	2010年	2011年
装机容量（GW）	28.27	35.85	40.52	51.07	56.23	58.31	59.70	62.29	61.60
发电量(亿kW·h)	1158	1525	1965	2436	2635	2589	2610	2711	2958

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

美国电力系统　1882年，在美国纽约出现了第一个仅有6台120kW蒸汽机发电机的公用电力系统，通过29km电缆线路向100多家用户供电。美国电网在早期是由私营和公营公司根据各自的负荷和电源条件组成的一个个孤立电网。随后，在互利原则的基础上通过双边或多边协议或联合经营等方式相互联网，同步运行。经历了100多年的发展，形成了覆盖本土48个州的3个大电网（东部电网、西部电网和得克萨斯州电网），包含1万多台发电机组、数十万里的输配电线和数百万用电客户。到1985年3个大电网之间实现了非同步互联。

由于历史发展的原因，美国各电力系统的输电线路电压是不同的。例如：东部的公用服务电气和煤气公司（Public Service Electric & Gas Co，PSE&G）采用的电压系列为500、230、138、69、26、13kV（配电）和4kV（配电）；而内陆地区的联邦爱迪生公司采用765、345、138、79、34、12kV（配电）和4kV（配电）；孤立的得克萨斯电力系统则采用345、138、69、24.9kV电压系列。

美国早在1908年即建成了世界上第一条110kV交流输电线路，1922年建成150kV交流输电线路，1923年建成世界上第一条230kV交流输电线路。1935年，美国将电压等级提高到287kV，出现了超高压输电线路。20世纪50年代使用的最高电压为345kV，1965年投入第一条500kV线路，1969年开始使用765kV的线路。2010年全美共有230kV以上交流线路271 647km。美国于1970年建成太平洋沿岸自北向南长1361km的±400kV直流联络线，1985年升压为±500kV，输送容量2000MW，它与500kV的交流输电线并列运行，1989年又扩建一回±500kV线路及两座换流站，输送容量1100MW。1977年，在斯梯塔建成背靠背的换流站，实现东、西电力系统间的非同步互联。1985年，在三处建成背靠背的换流站，实现得克萨斯州与东部电力系统的

非同步互联。到2010年共有±100kV以上直流输电线路6521km。

美国电力系统现状　美国电力系统最大的火力发电机容量，双轴为1300MW，单轴为884MW；最大的火力发电厂是帕里什（Parish）火力发电厂，总容量为4008MW，8台机组；最大的核电厂是帕洛弗迪（Palo Verde）核电厂，总容量为4209MW；最大的水电站是大古力（Grand Coolee）水电站，容量为6809MW。2010年美国发电能源构成见表4，其中天然气发电占41.63%，为最大比例。2011年美国电力系统发电装机容量为1055.30GW，居世界第一位。

美国发电量在20世纪70年代增长得比较快，1971～1975年平均增长率为8.3%。由于世界石油危机，自1975年后增长率降低，1976～1980年仅为4.15%，2005年以来增加很少，见表1。美国的重要水力资源基本上已开发，所以水电的比例日趋缩小，水电开发主要是抽水蓄能发电厂的建设。

表4　2010年美国发电能源构成

一次能源类别	装机容量（GW）	占比（%）
煤	343.80	30.03
天然气	476.67	41.63
核	108.36	9.46
油	52.70	4.60
水力	99.52	8.69
风力	43.43	3.79
生物质	13.59	1.19
地热	3.40	0.30
太阳能	1.55	0.14
废水	0.97	0.08
其他	1.03	0.09
总计	1145.01	100.00

资料来源：国际能源署《电信息》。

美国电力管理体制和机构　美国是最早进行电力市场化改革的国家之一。1978年以来，美国先后出台《公共事业管制政策法案》《能源政策法案》《能源政策法》等，推动和规范电力企业的市场行为。

在所有制上，美国电力市场一直是以私有制为主的多种模式。美国没有全国性的电力市场，只有10个区域电力市场。发电商有数百家，最大发电商控制的装机容量不到全国总装机容量的4%。输电网所有权分散，电网公司数量超过500家。美国电网大约2/3为公用事业电力公司所有，其他被众多联邦政府机构、市政电力公司和农村电力合作社拥有，还有一些为营利性电网经营公司或区域输电组织所有。

承担输电管理的是输电系统运营公司（Transmission System Operators，TSO）。TSO在一定的区域内按公用事业和非盈利的原则协调、调度、监视电力系统的运行，无歧视地向发电商和用户开放。TSO在一个州内的称为独立输电系统运营机构（Independent System Operators，ISOs）；跨州的TSO称为区域输电系统运营机构（Regional Transmission Organizations，RTOs）。2009年美国有四家RTOs（新英格兰；中西部独立输电系统运营公司；PJM互联公司和西南电力库SPP）和三家ISOs（加利福尼亚ISO，纽约ISO和得克萨斯电力可靠性协会ERCOT）。美国电网分为10个市场区域，除了上述的7个电力市场外，还有西北区域、西南区域和东南区域3个市场。

美国电网的运行主要由电力可靠性组织（Electric Reliability Organization，ERO）统筹。ERO是电力行业的自律机构，受美国联邦能源管理委员会（Federal Energy Regulatory Commission，FERC）委托实施对电网的监管职能，保障电网的可靠性和安全性。

美国的配电和向用户售电主要由民营化的配电公司负责，75%的电力由私营公司销售给最终用户，其余由地方市政公用事业公司销售。

美国电力市场监管由联邦和州两级负责。在联邦一级，设立联邦能源管理委员会（FERC），在州一级设公用事业监管委员会。联邦和各州主要通过制定各种规章、监管市场准入和价格等手段，如FERC于1997年要求所有的输电商开放电网，提供无歧视的电网准入和输电服务，实现对电力市场的监管。

美国电力市场是一个充分竞争的市场，各电力公司的收费机制存在一定差异。美国用电定价机制从20世纪70年代中期开始实行阶梯电价的收费机制，并随着客户类型的变化而变化。美国电价反映了电力供给与需求之间的关系，反映了各州发电资源的稀缺性和充盈度，也反映了燃料成本和输电能力等因素。2008年美国的平均零售电价为9.74美分/(kW·h)。按客户类型分，民用电为11.3美分/(kW·h)，交通用电为10.7美分/(kW·h)，商业用电价格为10.4美分/(kW·h)，工业为6.8美分/(kW·h)。

加拿大电力系统　加拿大拥有丰富的水力资源，据世界能源理事会《世界能源资源调查2010》，截至2008年底，经济可开发的水力资源达536.0TW·h/a。加拿大其他能源资源也很丰富，根据英国石油公司统计数据，截至2011年底，探明可开采储量，煤炭65.82亿t，石油储量28.20亿t，天然气储量20000亿m^3。2011年加拿大电力系统装机容量为138.69GW，其中水电占54.14%，火电占29.01%，核电占9.14%。2011年全年发电量为637.0TW·h，其中火电（包括煤、石油、天然气）占24.46%，水电占59.00%，核电占14.69%，其他占1.85%。

加拿大的各省营电力企业一般都是发、输、配电一体化经营。加拿大国土辽阔，水力资源多集中于北部，而负荷中心多在南部。1965年世界第一条735kV交流输电线路投入运行，从蒙特利尔到魁北克全长600km。1972年又投入±450kV的直流输电线路，从克尔塞滩水电站到温尼伯市。到2010年，加拿大500kV以上高压输电线路总长度达到16万km以上。

加拿大尚未形成全国统一电力系统。现有电力系统分为两大部分，西部电力系统采用500kV和138kV的联络线将不列颠哥伦比亚省和艾伯塔两省的各电力系统连接起来。中东部地区采用735kV和115kV联络线将萨斯喀彻温、马尼托巴、安大略、魁北克和纽芬兰等地区电力系统连接起来。现有省际联络线36回，总设计输送容量为10145MW。

加拿大电力系统现状　加拿大有7家省营、5家私营、2家市镇营和2家准省营电力企业。除这16家电力企业外，还有60多家企业自备电厂和360多家地方小型供电公司。近年来由于放宽管制，鼓励竞争，发电业不再受供电专许区的限制，从而使独立发电业者（independent power plant，IPP）应运而生。

加拿大电力管理体制和机构　加拿大的电力工业基本上是分省管理的。除西北地区由政府设立的北加拿大电力委员

会（North Canada Power Commission，NCPC）统筹管理该地区电业外，其他省份均设有水电局或水电公司负责本省的发、输、配电任务。各省电力系统自成整体调度运行。根据宪法，省政府有权制定本省的电力法规和方针政策。但是关于跨省输电，过境输电，向美国出口电力，以及核电站的设计、建设、运行的审批则在联邦政府管辖之下。加拿大国家能源局（Canada National Energy Board，CNEB）是依据法令于1959年成立的，作为联邦政府有关能源资源开发和利用的咨询机构。另外还设有加拿大核电管理委员会，专门负责审批核电的开发和运行，监督核电部门的业务活动。

Beimei Hulian Xitong Yunxing Kekaoxing Zhunze

《北美互联系统运行可靠性准则》（*Reliability Criteria for Interconnected System Operation in North America*）

北美电力可靠性协会运行委员会（Operating Committee of North America Electric Reliability Corporation）为推动互联系统之间的协调运行并达到互联系统可靠性和控制的高水平而制定的基本运行准则。准则是以已确定的技术基本原理和运行经验及判断为基础制定的，会随着系统变化和技术进步而动态修订。

《北美互联系统运行可靠性准则》是由北美电力可靠性社团制定的为保证互联电力系统（包括各成员系统）安全稳定运行的最低可靠性准则。互联系统（见*电力系统互联*）中的各成员*电力系统*和控制区都应自觉地遵守该准则的各项基本原则和规定，共同保证互联电力系统（包括各成员系统）的安全稳定运行。该准则的内容对电力系统的互联运行有参考价值。

批准单位和时间 原由北美电力系统互联委员会于1970年4月公布，后经过了多次修订。2007年1月1日，北美电力可靠性协会（National Electric Reliability Council，NERC）变为北美电力可靠性社团。2007年由美国联邦能源管理委员会正式批准生效了83项可靠性标准，包括了运行可靠性相关准则。

标准制定的基本原理及主要内容 标准制定的基本原理是可靠性原理和市场接口原理。标准的主要内容包括输电规划（transmission planning，TTL），设备设计、接入和维修（facilities design，connections，and maintenance，FAC），模型、数据及分析（modeling，data，and analysis，MOD），保护及控制（protection and control，PRC），紧急预案和运行（emergency preparedness and operations，EPO）等五个方面，共60项标准。（见*《北美电力可靠性协会规划标准》*）

运行可靠性标准 主要包括资源与需求的平衡，区域交换计划及协调，输电运行，电压和无功，互联可靠性运行及协调，紧急预案和运行，关键基础设施保护，保护与控制，通信10个方面，共40项标准。

资源与需求的平衡（resource and demand balancing，BAL）主要范围涉及有功平衡控制性能、扰动（事故）控制性能、频率响应及偏差、时差修正、自动发电控制、非可控的交换功率。

区域交换计划及协调（interchange scheduling and coordination，INT）主要范围涉及互联交易量记录、互联交易量记录的通信和评估、互联交易量应用模块、互联交易量修订。

输电运行（transmission operations，TOP）主要范围涉及可靠性职责和权限、正常运行规划、计划停运协调、输电运行、运行可靠性信息、系统状态监控、系统运行极限（SOL）和互联电网可靠性运行极限（IROL）越界报告、输电容量越限响应。

电压和无功（voltage and reactive，VAR）即对系统电压和无功的控制。

互联可靠性运行及协调（interconnection reliability operations and coordination，IRO）主要范围涉及可靠性协调的职责和权限、设施、广域分析、运行规划、日运行、输电负荷切除。

紧急预案和运行（emergency preparedness and operations，EOP）主要范围涉及紧急运行预案、突发事件的电力和电量、切负荷预案、扰动（事故）报告、系统恢复预案、可靠性协调-系统恢复、丧失控制中心功能的预案。

关键基础设施保护（critical infrastructure protection，CIP）包括蓄意破坏事件报告工作。

保护与控制（protection and control，PRC）包括系统保护协调。

通信（communications，COM）包括通信设施、通信与协调程序。

人员职能、培训及资质（personnel performance，training，and qualifications，PER）包括运行人员的职责和权限、运行人员培训、运行人员认证、可靠性协调一人员。

beiyong dianyuan zidong touru

备用电源自动投入（automatic bus transfer）

当*电力系统*故障或其他原因使工作电源被断开后，能够迅速地将备用电源或其他正常工作的电源自动接入、保证电力系统连续可靠供电的技术措施，简称备自投。该措施是依靠使用备用电源自动投入装置来实现的，备用电源自动投入装置简称备自投装置，如图所示，主要用于110kV以下的中、低压电力系统中。备自投接线简单、可靠性高、造价低，在发电厂、变电站及工矿企业中得到了广泛应用。随着大电网的建设与发展，备自投在现代电力系统中发挥了更加重要的作用。



备用电源自动投入装置

备用电源配置方式　一般有明备用和暗备用两种基本方式。系统正常运行时，备用电源不工作，称为明备用；系统正常运行时备用电源也投入运行的，称为暗备用，暗备用实际上是两个工作电源互为备用。

备自投作用　①提高用户供电可靠性。②简化继电保护装置。采用备自投后，环形电网可以开环运行，变压器可以分列运行，继电保护的方向性等问题可不考虑。③限制短路电流，提高母线残压。当受端变电站母线或其出线上发生故障时，由于分列或开环运行，短路电流受到限制。另外，由于变压器分列运行，低压侧发生短路故障时，高压母线上的残压相对会提高一些。

备自投安装要求　①具有备用电源的发电厂厂用电源和变电站站用电源。②由双电源供电且其中一个电源经常断开以作为备用的电源。③有备用变压器或者有互为备用的母线段的降压变电站。④有备用机组的某些重要辅机。

对备自投的基本要求　①除发电厂备用电源快速切换外，应保证在工作电源断开后，备用电源才投入。②工作电源上的电压消失后，除有闭锁信号外，备自投均应动作。③备自投只允许动作一次。④工作母线失压时还必须检查工作电源无流，才能启动备自投，以防止电压互感器二次侧三相断线造成误动作。⑤备用电源不满足有压条件时，备用电源不应投入。⑥备自投动作时间要尽可能短。⑦备用电源投于故障上时，应使继电保护加速动作。⑧当厂用母线速动保护动作、工作电源分支保护动作或工作电源由手动或分散控制系统跳闸时，应闭锁备自投。⑨应校核备自投投入时过负荷及电动机自起动的情况，如过负荷超过允许限度或不能保证自起动时，应有备自投动作时自动减负荷的措施。

参考书目

王梅义，吴竞昌，蒙定中. 大电网系统技术. 2版. 北京：中国电力出版社，1995.

bianji chengben

边际成本

（marginal cost）　每增加一个单位的电力输出所对应的成本变化量。对于一个平滑的发电曲线来说，对于每个电力输出点，其对应的边际微增率即为边际成本。在电力交易市场中，采用报价曲线的斜率制定电力交易的边际价格。边际价格可以通过最小化运行成本的最优潮流（optimal power flow，OPF）计算得到。边际成本是目标函数（总成本）对有功出力变化的灵敏度。

在日前市场和实时市场中，电能的结算价格都是根据节点边际价格（locational marginal price，LMP）决定的。发电厂商根据各自发电机组的成本给出报价后，节点边际价格可以通过使用一个优化过程得到。在这个优化过程中，其目标是使整个控制区域的总能量采购成本最小，以一系列约束条件来反映电力系统的物理约束，包括输电线路潮流约束、发电量上下限约束、机组出力约束等。节点边际价格一般由电能成本分量、网损成本分量和阻塞成本分量组成。

（1）电能成本分量。指在已经进行了优化发电调度的前提下，每增加1MW的电量所需要的成本。如果不考虑网损和阻塞，全网的节点边际价格都相同并等于电能成本分量。

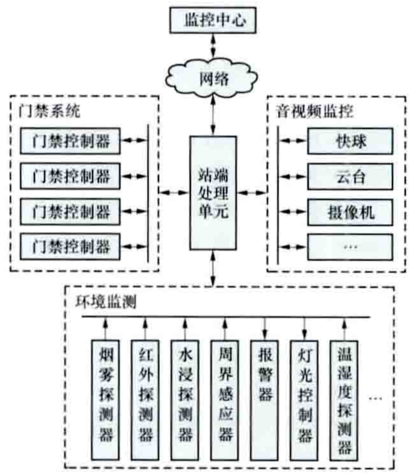
（2）网损成本分量。代表输送电能时，网损在不同节点的成本。该成本分量并不是通过表计测量来结算的，而是使用系统调度机构的安全约束调度软件包计算出来的一个边际值。它是每个节点的网损灵敏度因子所对应的节点网损成本分量。

（3）阻塞成本分量。如果系统有输电阻塞发生，节点价格中则出现阻塞成本分量；如果没有阻塞，该分量则为零。阻塞成本分量也是网络阻塞的信号。当输电系统发生阻塞时，下一个电能微增量有可能无法从最低价发电机组流向负荷，这时就会要求价格较高的负荷端当地机组提供电能，以避免网络的过负荷运行。节点边际价格中的阻塞成本分量是电能成本分量与负荷端实际发电成本间的差值。当阻塞发生时，它是造成整个系统不同地点具有不同边际价格的主要原因。

biandianzhan anfang xitong

变电站安防系统

（safe guarding system for substation）　采用视频技术、网络通信、射频识别技术以及智能控制等多种技术，实现变电站安全防护的系统。变电站安防系统通过对变电站动力环境、图像、火灾报警、消防、照明、采暖通风、联动告警、门禁识别控制等进行在线监视和智能联动控制实现。主要由变电站视频监控系统、入侵报警系统、门禁系统、防盗报警系统、电子围栏系统等组成，各个子系统的基本配置包括前端设备、传输（网络）、信息处理/控制/显示/通信（监控中心）三大单元（见图）。主要应用于生产环境监控、生产设备监控、周边环境监控等。



变电站安防系统构成框图

该系统的主要功能包括：①监控。监控变电站生产环境、周边环境、设备等。②探测报警。接收各种报警探测器（如红外探头、对射探测器、烟感、门磁、玻璃破碎探测器、声音、振动、温度、湿度探头等）的信号，并自动报警。③联动。根据报警可实时与视频联动，向指定地点发送报警灯光与声音，同时启动录像功能。④控制。图像控制、门禁识别控制和相应报警的联动控制等。

该系统的主要特点：①可为变电站安全防护提供保障。②实时处理紧急情况效率高。③采用了各种先进的传感器及计算机技术，功能强大，防破坏能力强。

biandianzhan celiang yu kongzhi jishu

变电站测量与控制技术

（measurement and control technology for substation）　为实现变电站自动化系统的测量与控制功能而设计和实现的技术。主要涉及采样技术和面向事件的技术。

变电站测量的量　包括遥测和遥信。

遥测　也称远程测量，应用通信技术传输变电站中量测变量的值，实现对变电站中电气量和非电气量的远程测量，主要有电压、电流、有功功率、无功功率、频率、相角、有功电能量及无功电能量等电气量，以及水位、温度等非电气量。遥测信息通常用浮点数表示。1921年，美国芝加哥电网通过电话线实现了遥测系统监控功率分配，这是世界上最早的遥测系统。

遥信　也称远程信号，应用通信技术传输变电站中状态信息的值，实现对变电站中电力设备工作状态的远程监视。状态信息主要有告警信号、断路器位置、阀门位置等。遥信信号用0、1表示，一般0表示分，1表示合，偶尔也有用反逻辑表示的。遥信状态一般由1个比特（bit）位表示，也有2个比特位表示的，00表示分，11表示合，01、10表示非正常。

变电站控制的量　包括遥控和遥调。

遥控　也称远程控制，应用通信技术改变远方变电站中设备的运行状态，实现对被控对象的远距离控制，如远方操作断路器使之投入或断开。

遥调　也称远程调节，应用通信技术改变远方变电站中具有两个及以上状态的运行设备的控制或参数设置，实现对被控设备运行状态的远程调整，例如改变变压器分接头位置，改变发电机输出功率的设定值等。

变电站测量技术　主要包括交流采样技术、SV（sampled value）采样技术和同步相量测量技术。

交流采样　利用离散数字信号处理技术，对变电站内的被测信号的瞬时值进行采样，再按一定算法进行数值处理，从而获得被测量的量的测量方法。

具体做法是直接从电力系统中电压互感器（voltage transformer，TV）、电流互感器（current transformer，TA），经过辅助电压互感器、辅助电流互感器，离散采集交流量，经过中央处理器（central processing unit，CPU）计算而得到电压、电流、各次谐波、有功功率、无功功率、$\cos\varphi$等电气量值。

该方法基于采样定理，要求采样频率为被测信号频谱中最高频率的2倍以上，这就要求硬件处理电路能提供高的采样速度和数据处理速度。高速单片机、数字信号处理器（digital signal processor，DSP）及高速模数（analog to digital，A/D）转换器的大量涌现，为交流采样技术提供了强有力的硬件支持。

与早期广泛使用的直流采样相比，交流采样具有测量精度高、速度快、提供信息多等特点，因而得到广泛的应用。

SV采样　继电保护（见电力系统继电保护）、测控装置等智能电子设备通过以太网等通信方式获取源自数字式互感器或模拟式合并单元的交流采样值的报文，并对采样值进行计算和处理的采样方式。采样值基于发布/订阅机制，交换采样数据集中的采样值的相关模型对象和服务，以及这些模型对象和服务到ISO/IEC 8802-3帧之间的映射。

同步相量测量　以协调世界时间的秒脉冲（卫星授时）为时间同步基准，进行同步相量的测量、传输和记录，用于电力系统动态行为的监视和控制。

同步相量测量的核心特征：基于标准时钟信号的同步相量测量、失去标准时钟信号时的守时能力、同步相量测量装置（phasor measurement unit，PMU）与主站之间实时通信的有关通信协议。卫星授时、电力通信网络和数字信号处理技术是同步相量测量技术的基础。

同步相量测量概念和算法由阿伦·斐克和吉姆·索普于1988年提出。电力系统同步相量测量采用IEEE变电站自动化标准局于2005年批准颁布的IEEE Std C37.118—2005标准。该标准量化了同步相量的测量、测试和误差评估，定义了同步相量测量装置和广域测量系统（wide area measurement system，WAMS）主站之间的通信协议。

同步相量测量原理如下：标准余弦信号$x(t)$的瞬时值波形如式（1）所示

$$x(t) = X_m\cos(\omega t + \phi) \quad (1)$$

式中X_m为余弦信号的最大值，ω为余弦信号的角频率，ϕ为余弦信号的初相位。

其对应的相量表达如式（2）所示

$$X = \frac{X_m}{\sqrt{2}}(\cos\phi + j\sin\phi) = X_r + j \times i = (X_m/\sqrt{2})(e^{j\phi}) \quad (2)$$

式中X_r为相量X的实部，X_i为相量X的虚部。

式（2）所示的相量X表达形式与信号的频率无关，其相位ϕ是由式（1）余弦信号的起始时刻（$t=0$）决定的，测量该起始时刻就可以获得相量X的相位。如果每隔T_0时间观察一次余弦信号，即观察时刻为｛0，T_0，$2T_0$，$3T_0$，…，nT_0，…｝，则得到一系列相量｛X_0，X_1，X_2，X_3，…｝。这个相量序列等价于以每个观察时刻为起始时刻得到的相量序列。如果T_0恰好等于余弦信号周期的整倍数，例如余弦信号频率是50Hz，周期是20ms，T_0取10ms或者20ms，则每次得到的相量都是不变的。否则，每次得到的相量幅值不变，相位会不同，见图1。

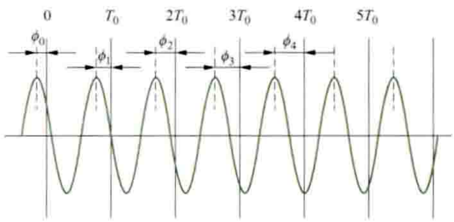


图1　T_0和余弦信号周期的整倍数不等时相位不同

式（2）中的相位ϕ是该余弦信号的瞬时相位与工频余弦信号［它与协调世界时间同步，用秒脉冲（pulse per second，PPS）表达］的瞬时相位之差。当式（1）的余弦信号最大值出现在秒脉冲时刻时，式（2）表达的同步相量的相位为0°，见图2（a）；当式（1）的余弦信号在秒脉冲时刻从负向正过零时，式（2）表达的同步相量的相位为－90°，见图2（b）。

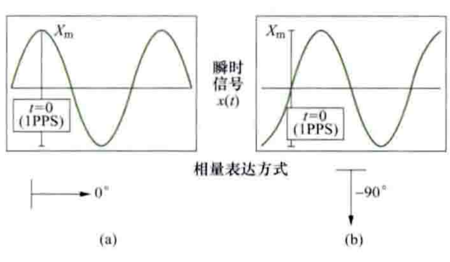


图2　瞬时波形与同步相量相位关系
（a）同步相量的相位为0°；
（b）同步相量的相位为－90°

在同步相量测量装置实际测量时，其采样脉冲被设计成与高精度的全球定位系统（global positioning system，GPS）秒脉冲（误差小于1μs）一直同步，相量的观察点是$T_0=10$ms的

整数倍。通过一系列傅里叶变换计算，可以得到用余弦表达的采样波形在观察点所表示的相量，即该点的同步相量。

在传送同步相量时，式（2）中的幅值（X_m）和相角（ϕ）作为一个长整型数据传送，同时在传送报文中还会标明世纪秒（second of century，SOC）、参考相量发送时刻的秒等分数及时间质量等，这三者构成一个完整的同步相量测量信息。

变电站控制技术 主要包括面向通用对象的变电站事件（generic object oriented substation event，GOOSE）和直采直跳。

面向通用对象的变电站事件 即通用的面向对象的变电站事件抽象模型，是IEC 61850中用于满足变电站自动化系统中智能电子设备之间实时信号快速通信的多播通信机制。它是一种传送间隔联锁/闭锁信号和实时跳闸信号的实时应用。当变电站发生状态变化时，智能电子设备将借助变化信息，多播一个二进制对象——GOOSE报告，实现保护之间信息交换，监控间隔联锁/闭锁。该报告一般包含有：状态输入、起动和输出，元件、继电器等实际的和虚拟的双点命令状态。

采用GOOSE协议传递跳合闸等控制信号实现对设备的控制操作称为GOOSE控制。

直采直跳 即直接采样和直接跳闸，不经过以太网交换机而以点对点连接方式直接进行采样值的传输和跳合闸信号的传输。在数字化变电站和智能变电站中，通常采用GOOSE协议传递跳合闸等控制信号，实现对设备的控制操作。直采直跳的目的是为了避免网络传输信号的延迟时间的不确定性，提高控制的可靠性。

变电站测量与控制的辅助技术 为了帮助调度员发现、定位以及分析事故，防止误操作，在变电站还设计与实现了一些辅助技术，包括事件顺序记录、逻辑闭锁等。

事件顺序记录 以毫秒级记录变电站中断路器和继电保护动作的时序信息，并将有关记录传送至调度控制中心，辅助调度员做事故分析的技术。它是变电站自动化系统的基本功能之一。

事件顺序记录装置记录的内容主要有动作断路器的编号、动作时间、动作状态。由于需要正确区分断路器正常操作和事故动作，需要精确记录断路器的动作时间和顺序，因此对时间分辨率的要求很高，通常为1～2ms。事件顺序记录对分析电力系统事故，判别事故起因，检验继电保护的时间配合和分清事故责任非常重要。事件顺序记录的数据存储在历史数据库中，存档保存时间大于2年。通过历史事件浏览器来按类、按时间段查询指定的装置或某个具体信号的事件顺序。

逻辑闭锁 采用计算机、测控及通信等技术，用逻辑方式来实现高压电气设备及其附属装置防止电气误操作的规则，通过对电气操作的逻辑规则判断来闭锁错误操作。

参考书目

鞠平，代飞，等．电力系统广域测量技术．北京：机械工业出版社，2008.

biandianzhan celiang yu kongzhi zhuangzhi

变电站测量与控制装置

（measurement and control device in substation） 变电站中用于采集并转发变电站一次设备实时运行参数，接收并执行调度中心下达的控制与调节命令的二次装置，简称测控装置。主要完成数据信号的采集、转换处理，按照规约格式要求向主站发送信号，接收主站发来的询问、召唤和控制信号，实现控制信号的返送校核并向电工设备发出控制信号，完成远动设备本身的自检、自起动等。在需要的时候可担负适当的当地功能，如当地显示、打印、报警等。电力系统稳态、暂态、动态数据分别由不同的装置采集，并形成了不同的系统，造成诸多弊端。中国已开始研究并在工程中应用了被称为“三态数据综合测控装置”的新型测控装置，可以统一稳态、暂态、动态等数据源，为智能电网的各类应用提供数据支撑。

早期的变电站测量与控制装置也称为远方终端装置（remote terminal unit，RTU），是按照单项功能集中式配置的，即分为遥信单元、遥测单元、遥控单元、遥调单元等。缺点是功能单一，整体性能指标较低，系统连接复杂，不利于维护和扩展，也难以实现检同期合闸、闭锁逻辑判断等较为复杂的功能。

分布式自动化系统的应用，使得面向对象设计的变电站测量与控制装置取代了集中式远方终端装置。一台测控装置可以面向一个间隔，完成该间隔的所有测量和控制功能；也可以面向多个间隔，完成多个间隔内的所有测量和控制功能。由于一台测控装置采集了该间隔的所有模拟量和状态量信号，并可以通过通信网络获取其他间隔的信号，因而装置可以实现检同期合闸、防误闭锁判断等功能。

20世纪90年代后期，由于微机继电保护可用于测量电网元件的运行参数，110kV及以下电压等级的变电站中，大量采用了测控与保护合二为一的装置，从而节省电缆和减少设备种类。220kV及以上电压等级变电站的主流设计还是将测控功能和保护功能分开，在不同的装置中实现。

随着变电站智能化技术的发展，采用分布式的、面向对象设计的变电站测量与控制装置越来越普遍，二次装置发展为智能组件。而且变电站一次设备和二次自动化装置两者之间相互融合的趋势也来越明显，发展为智能设备。

智能组件 对一次设备进行测量、控制、保护、计量、检测等的一个或多个二次装置的集合。承担一次设备的测量、控制和状态检测等基本功能，在满足相关标准要求时，还可承担相关计量、保护等功能。智能组件采集并向远方发送遥信和遥测数据；接收并执行远方发来的遥控和遥调命令；实现就地控制时的逻辑闭锁；显示及参数设置等。

智能组件应用于电力系统各电压等级的变电站、发电厂等，也用于铁路、水电、公交以及其他厂矿企业的类似场合。在不同电压等级的应用中，其存在的形式和功能要求也不同。随着电压等级的提高，对测控装置的容量、性能、功能以及可靠性要求也越高。

智能设备 一次设备和为之服务的二次智能组件的有机结合体，两者共同组成的一台（套）完整的设备。该设备可以完成采集和传送一次设备运行状态信息、接受外部控制命令、改变一次设备的运行工况的任务，并具有测量数字化、控制网络化、状态可视化、功能一体化和信息互动化特征，是高压设备智能化的简称。

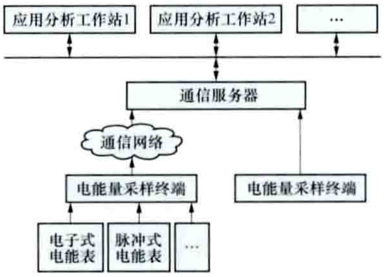
biandianzhan diannengliang zidong jiliang xitong

变电站电能量自动计量系统

（automatic metering system of electric energy for substation） 在变电站

配置的自动采集、存储、传输、统计、管理电能表的电能量数据，并向调度控制中心转发的计算机系统。完成分时电能量数据的采集和存储以及电能量数据的远方传送。

如图所示，该系统一般由电能表（脉冲式或多功能电子式）、电能量采集终端、无线/有线通信网络、通信服务器和若干工作站组成。



变电站电能量自动计量系统构成框图

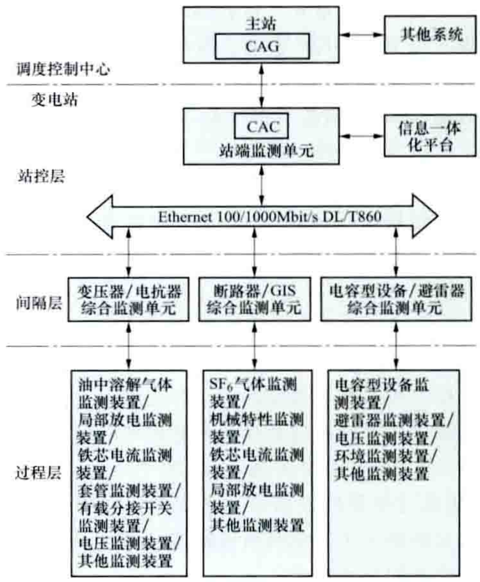
主要特点 ①数据传输要求及时而非实时，积分周期应满足分时段计费的要求，传送周期应满足结算和统计的要求。②计费精度要求高，对大容量、超高压发输电设备的计费关口一般选用0.2级的三相四线电能表，其他为0.5级或1.0级。③确保电能量数据的唯一、连续、完整性，计费关口点的设置遵循唯一性的原则，计费模型严格按有关协议和合同执行，原始数据和参数不可随意修改。④系统安全可靠性高，通常采用主辅电能表、交直流供电、主备通道、主站双机系统等冗余配置措施。⑤电能量数据和时标不可分割的存储和传输，要求它与主站系统时钟同步，对时完善、准确。⑥多种形式的电能量数据转存录入，如软盘存储器、磁卡数据记录器、手持光电抄录器等，为系统提供通信中断后非自动的数据转存和录入。⑦电能量数据的自动校核和替代，主辅电能表自动比对校核和超差报警；旁路代线路运行方式的自动识别和电能量数据的替代。

应用 ①网损耗、线损耗的统计，变压器电能量损耗计算、输电线路电能量损耗统计。②配电网管理系统的负荷管理，大用户电力需量分析，配电网用电负荷的预测和分析。③输电网能量管理系统（energy management system，EMS）的考核管理，将控制区域电网间联络线交换短积分周期的电能量转换成1min或10min平均功率，形成受电曲线的历史数据，用以对区域控制偏差性能进行评价和考核，对电网频率不合格实行控制区域责任分摊等。④电力市场技术支持系统中交易实绩结算，发电商上网电能量、分销商下网电能量、交易商联络线交换电能量的统计、结算、考核。

biandianzhan dianqi shebei zhuangtai zaixian jiance xitong

变电站电气设备状态在线监测系统 （on-line condition monitoring system for electrical equipment of substation） 利用传感器、通信、故障诊断及专家系统技术对变电站内一次设备［变压器、气体绝缘组合电器设备（gas insulated switchgear，GIS）等］的运行工况进行连续或周期性的自动监测的系统。该系统报告一次设备健康状态，为一次设备状态检修提供决策信息，为设备全寿命周期管理提供技术支持。

系统主要由监测终端（包含传感器）、综合监测单元和站端监测单元、无线/有线通信网络等组成。其中综合监测单元的主要功能包括：①变压器状态在线监测综合单元，实现对变压器油中7种气体（H_2、CO、CO_2、CH_4、C_2H_4、C_2H_6、C_2H_2）的故障组分析以及铁芯接地电流、套管介损、局部放电、油温、振动及噪声等项目的监测。②断路器/气体绝缘组合电器设备在线监测综合单元，实现对开关的操动机构［分（合）闸线圈、储能电机、手车电机、触头动作位移、手车位置等］的特征量监测，以及对断路器及气体绝缘组合电器设备内部SF_6微水密度、压力、温度、局部放电信号等项目的监测。③容性设备状态在线监测综合单元，通过对高压设备的泄漏电流、阻性电流的实时监测，实现对设备的绝缘特性的监测。



变电站电气设备状态在线监测系统构成框图

站端监测单元对采集的状态监测数据进行集中管理，建立统一数据库，具备变电设备状态监测数据综合分析、故障诊断及预警、远程维护和与主站通信的功能。

图中所示为一个典型的变电站电气设备状态在线监测系统框图。图中CAC（condition acquisition controller）表示在变电站配置的设备状态接入控制器，CAG（condition acquisition gateway）表示在主站配置的状态接入网关机。

biandianzhan erci huilu ji xiangguan shebei kangganrao

变电站二次回路及相关设备抗干扰 （anti-interference in substation secondary circuits and related equipment） 为防止变电站二次回路上的继电保护和控制设备因电磁干扰造成不正确动作或遭受损坏而采取的技术措施。短路接地故障、一次或二次回路操作、雷击以及高能辐射等，将在变电站的二次回路上产生较强的电磁干扰。干扰电压可通过多种途径，如交流电压及电流测量回路、控制回路、信号回路或直接辐射等方式窜入二次设备中。需要采取措施对干扰予以抑制，并对设备进行保护。

干扰种类 分为工频干扰、高频干扰、雷电引起的干扰、控制回路产生的干扰及高能辐射设备引起的干扰等。

工频干扰 当变电站内或线路出口发生高压接地故障时，故障电流注入变电站地网，位于地网上的不同两点间将呈现地电位差，其最大值可达每千安故障电流10V，但因此引起的导线间差电压则甚小。为此，在电流及电压互感器的二次回路的中性线上，必须也只能一点接于地网上。如果有两个接地点，当系统发生接地故障时，这两个接地点间的连线上，将窜入上述的工频电压。当这个电压的部分或全部被

引入接地回路上的二次设备上时，就有可能造成该二次设备的测量误差，从而干扰这些二次设备的正确判断。这类情况，在实际运行的电力系统中，不止一次地发生过。同样，当把中性线在开关场分别接地的几组电流或电压互感器引入有共同接地的测试设备时，也需要先经过隔离变压器隔离。

电压与电流互感器的安全接地点是否必须设在开关场，国际上没有统一的做法。有的国家建议在控制室接地，以保证人身与连接设备的安全，而有的国家则主张在开关场接地，以最好地保护互感器的二次绕组绝缘。

高频干扰　当变电站开关以及其他一次设备操作或系统发生故障时，会在二次回路上引起高频干扰。当高压隔离开关切合高压带电空母线时，将产生每秒二三百次的再点弧过程，每次再点弧都会产生前沿很陡的电流与电压波，传向母线并经过母线与接地网之间的分布电容注入地网。进行波在每一断点处都产生反射，从而产生各种高频振荡，其较高频率主要取决于母线参数，较低频率则取决于母线与接地设备电容参数，其频率范围一般为 50kHz～1MHz，也有达 5MHz 的，并经过 3～6 个振荡周期，幅值衰减为初始值的一半。这些高频振荡与二次回路耦合，感生出干扰电压，而尤以电容式电压互感器的二次回路最为突出，如果不采取措施，在二次回路上的这种高频共模干扰电压可高达 10kV 以上。这种高频干扰，在互感器的二次回路中，由于导线对地不对称引起的差模干扰电压不过数百伏，然而因电压互感器一、二次绕组间电容引起的差模干扰电压则可达数千伏。

用断路器操作送电线路产生的振荡，其频率是被操作线路长度的函数，一般在数百到数千赫兹间，而在二次回路上引起的干扰电压不过数百伏。

切合电容器组将在二次回路上引起频率为数千赫兹、幅值为数百伏的干扰电压。

雷电引起的干扰　当在线路上或变电站内发生雷击时，雷电波向变电站传播并经避雷器入地。由于电及磁的耦合，将在导线与地间感生干扰电压，其频率主要决定于电缆本身的谐振频率，其最大幅值可远大于 1kV。输电线路感应雷过电压如图 1 所示。

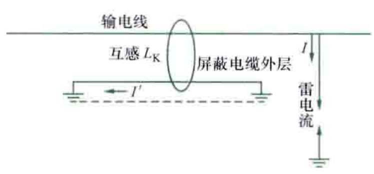


图 1　输电线路感应雷过电压

控制回路产生的干扰　当断开接触器或继电器的线圈时，会产生宽频谱（可达 50MHz）干扰。对常用的继电器，断开时产生的干扰幅值可达数千伏。带电触点断开，也是一个多次再点弧过程。每次电弧放电产生的进行波，都直接干扰同一电源供电的回路或因电磁感应而干扰相邻回路。

高能辐射设备引起的干扰　移动通信设备在工作时可能会引起某些静态控制设备的不正确工作。其原因或由于回路对某一高频特别敏感，或者因设备中电子元件检波引起。

干扰的抑制　二次回路所受到的干扰不可能完全消除，但在采用一些简单的抑制措施后，可以显著地予以降低。对于控制回路的操作干扰，在干扰源处抑制干扰源的幅值不但可行而且最为简单有效；对来自一次系统的干扰，只能降低干扰回路与被干扰回路间的耦合以降低干扰。抑制干扰的基本措施主要分为二次电缆抗干扰措施、互感器二次回路接地、电容式电压互感器抗干扰措施、抑制进线干扰、抑制二次回路操作过电压等。

二次电缆抗干扰措施　主要包括二次回路电缆合理布置及分组、选用屏蔽电缆、高频同轴电缆屏蔽层接地、电缆沟道的屏蔽作用。

（1）二次回路电缆合理布置及分组。二次回路电缆应尽可能垂直于高压母线敷设；不可能时则应尽量增大两者间的距离。接到具有相似灵敏度的设备的电缆应组合在一起，并在各组间保持最大距离。高于 600V 的高压电缆不得与控制电缆敷设在同一管道或同一沟道，至少不得在同一电缆架上。低电平信息回路与电力回路，不得采用公共的回程导线。由控制室敷设到开关场的回路，不得在开关场从装置的一个部件利用另一电缆的回程导线到另一部件而形成环路。所有供电及回路导线必须置于同一电缆中，避免由于环路布置形成的极大磁链产生很大的电磁感应。

（2）选用屏蔽电缆。220kV 及以上电压设备的二次控制网络需要选用屏蔽电缆。电缆的全金属屏蔽可以降低感应干扰电压。屏蔽层需要在两端分别接地，磁感应引起的屏蔽层电流可以抵消产生屏蔽电流的磁束，从而显著地减弱电缆内导线的干扰电压，屏蔽层的完整性极为重要，对于抑制 100kHz 以上的干扰，以铅包屏蔽最好，铜编带其次，铜带又次之。

（3）高频同轴电缆屏蔽层接地。有两种可行的高频同轴电缆屏蔽层的接地方法：①只在控制室一侧将屏蔽层接地。②在控制室与开关场两处同时接地，以减小干扰，但在同轴电缆芯线中必须串入有隔直电容。

（4）电缆沟道的屏蔽作用。连通电缆沟道中的电缆架并将各点接到地网，可以收到好的屏蔽效果。在电缆沟上侧敷设沿途多点接地的低电阻导线，屏蔽效果更好。

互感器二次回路接地　当互感器在系统电压下运行时，其二次绕组的一端及所接回路在任何时候都与变电站接地网连接。这是保证变电站中互感器二次绕组及其所接回路与接入的继电保护装置、测量仪表等设备和接触这些回路和设备的人员安全的一项重大安全措施。

除了安全要求外，在电连通的几台电流或电压互感器的二次回路上，必须且只能通过一点接于接地网，如图 2 所示。由于电阻的存在，一个变电站的接地网并非实际的等电位面，当有电流流入接地网时，在接地网不同点间会出现电位差。当大的接地电流注入地网时，各点间可能有较大的电

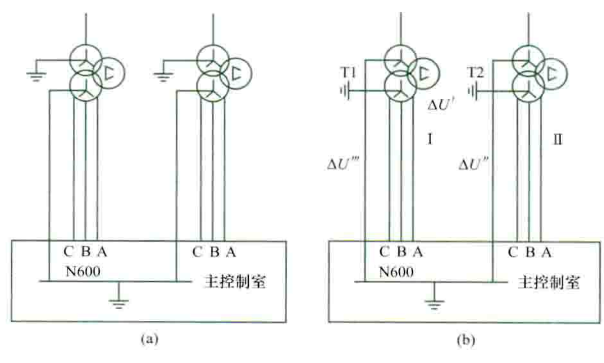


图 2　电压互感器二次回路接地
（a）正确一点接地；（b）错误多点接地

位差值。如果一个电连通的回路在变电站的不同点同时接地，地网上的电位差将窜入这个连通的回路，有时还造成不应有的分流。有的情况下，可能将这个在一次系统并不存在的电压引入继电保护的检测回路中（见图 3），或因分流而引起保护装置在故障过程中的误动作或拒动作。

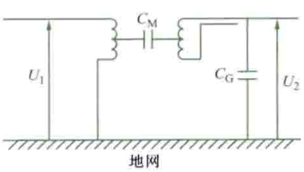


图 3　通过互感器引入到二次回路上的电压

特别需要注意这个问题的情况有：①几台电流互感器的二次电流回路并联后接到母线保护的差动电流回路。此时，所有的二次电流回路必须只能在并联处的公共点一点接地。②在同一变电站中，常常有几台同一电压等级的电压互感器，常用的一种二次回路接线设计，是把它们所有由中性点引来的中性线引入控制室，并接到同一零相电压小母线上，然后分别向各控制保护盘配出二次电压中性线。对于这种设计方案，在整个二次回路上，只能选择在控制室将零相电压小母线的一点接到地网。③引入多个电流、电压量而又具有公共接地点的变电站信号巡回检测装置和某些测试仪表，如果必要，需把引入的二次回路电路、电压先进行电的隔离，避免形成二次回路的多点接地。

电容式电压互感器抗干扰措施　对于电容式电压互感器需要特殊考虑的抗干扰问题有：应靠近地面安装电压互感器，并用多股导线将基础与场站地网连接，以减少接地引下线的波阻抗，降低共模干扰电压；各相的一次中性点侧应分别各自接地；引下的二次电缆采用屏蔽电缆，屏蔽层在两端接地，并尽可能与一次接地引下线靠在一起；各相引出的二次线先到共同接线盒，各中性线在此相连后成一点接到接地网，然后将各相线及中性线接到同一屏蔽电缆中；不能用一次接地线作二次回路的共用接地线。

抑制进线干扰　由开关场引来电缆到静态继电保护与控制设备的每根导线的进线端子上，先经 0.05～0.1 μF 抗干扰电容器接地，然后从电容器端子上引线进入设备。引入的电流线要直接焊到电容器端子上，不要折断。抗干扰电容器要近地安装，一端并联，经多股导线接地。

抑制二次回路操作过电压　对直接与二次设备相连的继电器线圈上，并以二极管、可变电阻、电阻加二极管、电阻加电容等，以抑制干扰源电压。没有抑制干扰措施的继电器回路不与接有电子设备的回路接到同一电缆中，并远离。

继电保护设备绝缘及抗干扰试验　为了保证装在变电站中的二次设备安全运行，必须制定继电保护设备绝缘及继电保护设备抗干扰能力的标准。一方面，采取各种措施，保证输入到设备的干扰电压，在各种情况下都低于这个标准；另一方面，二次设备对干扰电压的耐受能力必须大于标准值，并经过试验的证实。在中国，已制定出一系列有关标准。

GB/T 14598.3—2006《电气继电器　第 5 部分：量度继电器和保护装置的绝缘配合要求和试验》中对继电器的绝缘试验（耐压试验和冲击电压试验）做出了相关规定。

关于量度继电器和保护装置的电气骚扰试验的标准有：

GB/T 14598.13—2008《电气继电器　第 22-1 部分：量度继电器和保护装置的电气骚扰试验　1MHz 脉冲群抗扰度试验》

GB/T 14598.14—2010《量度继电器和保护装置　第 22-2 部分：电气骚扰试验　静电放电试验》

GB/T 14598.9—2010《量度继电器和保护装置　第 22-3 部分：电气骚扰试验　辐射电磁场抗扰度》

GB/T 14598.10—2012《量度继电器和保护装置　第 22-4 部分：电气骚扰试验　电快速瞬变/脉冲群抗扰度试验》

GB/T 14598.18—2012《量度继电器和保护装置　第 22-5 部分：电气骚扰试验　浪涌抗扰度试验》

GB/T 14598.17—2005《电气继电器　第 22-6 部分：量度继电器和保护装置的电气骚扰试验——射频场感应的传导骚扰的抗扰度》

GB/T 14598.19—2007《电气继电器　第 22-7 部分：量度继电器和保护装置的电气骚扰试验——工频抗扰度试验》

参考书目

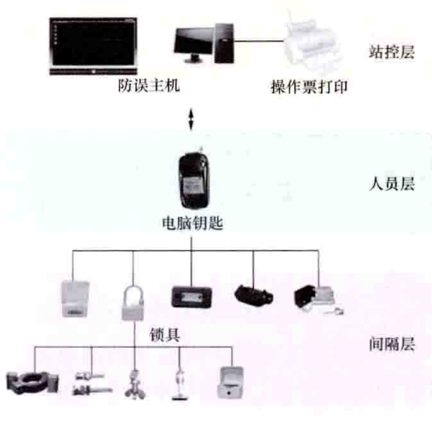
景敏慧．变电站电气二次回路及抗干扰．北京：中国电力出版社，2010．

biandianzhan fang wucaozuo xitong

变电站防误操作系统

（misoperation preventing system for substation）　变电站自动化系统中对变电站电气设备的操作过程进行逻辑校核，提示并闭锁错误操作，防止发生错误操作的计算机软硬件系统，简称防误系统。该系统既适用于电力系统中各电压等级的变电站、发电厂，也适用于其他工矿企业。

变电站防误操作系统如图所示，一般由防误主机、电脑钥匙、锁具三部分构成。①防误主机。配置在站控层，存储开锁规则，在模拟预演时进行规则校验，校验通过后生成操作票，并向电脑钥匙发送操作票。②电脑钥匙。在人员层的执行环节，保证操作人员按操作票操作设备。③锁具。配置在间隔层，用于锁住待闭锁的设备，包括断路器、隔离开关、网门、临时接地线。过程中需要设置闭锁方案，设置临时地线点。



变电站防误系统构成

防误系统利用多种电气或机械编码锁具对厂站内全部高压设备的操作进行闭锁，由防误主机统一管理全站一次设备的操作逻辑，使用电脑钥匙强制操作人员按照正确的操作序列解开防误锁具，最后才能操作一次高压设备。防误主机可将操作结果以一次设备状态信息的方式反馈回变电站计算机监控系统。

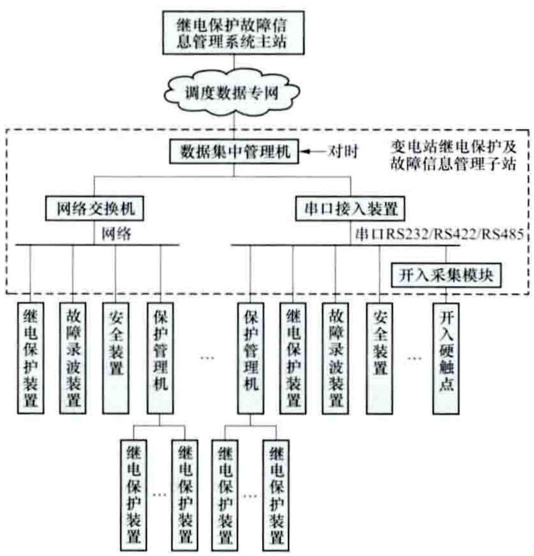
biandianzhan jisuanji jiankong xitong

变电站计算机监控系统 (supervisory control and data acquisition system for substation) 见变电站自动化系统。

biandianzhan jidianbaohu ji guzhang xinxi guanli zizhan

变电站继电保护及故障信息管理子站 (relay protection and fault information management system for substation) 利用变电站继电保护(见电力系统继电保护)、安全自动装置(见电力系统安全自动装置)、故障录波器以及其他变电站自动化设备的信息，并进行整合、处理和综合分析的变电站信息管理系统。该系统为电网调度控制中心调度自动化系统中的继电保护故障信息管理系统提供数据源，它们为电网运行人员快速、及时、准确地了解、分析和处理故障提供技术支持。

该系统由串口接入装置、网络交换机、数据集中管理机、时间同步装置及其他特殊接口设备转换装置(如图中开入采集模块)组成。



变电站继电保护及故障信息管理子站系统构成框图

该系统的主要功能包括：①继电保护、故障录波数据的采集、处理和存储。②继电保护、故障录波数据的转发。③设备运行率和可靠性的统计分析。④设备运行状态在线监视和维护管理。⑤设备远方控制和统一授时。⑥电网故障分析，包括录波数据分析和动作事件分析。

biandianzhan peixun fangzhen xitong

变电站培训仿真系统 (substation training simulator) 利用计算机仿真技术模拟变电站环境及一次、二次设备的正常和异常运行情况，实现对变电站的运行人员、运行管理人员进行操作技能培训、技能考核和变电站运行方式研究的计算机系统。仿真内容包括变电站一次设备(线路、变压器、电抗器、电容器、母线、断路器、隔离开关、简化的各电压等级电网等)、量测系统、控制及信号系统、站用直流系统、站用交流系统、继电保护与自动装置、“五防”系统、变电站自动化系统、人机界面等。

主要用途包括：培养运行人员形成规范的日常工作行为(如设备巡视、检修、填写操作票等)；培训运行人员正确熟练地掌握变电站各种倒闸操作，提高操作技能；培训运行人员电网运行经验，掌握基本的电网调度理论；培养和提高运行人员正确判断、排除变电站中各种异常及故障的应急能力，并通过各种故障判断和分析的反复培训，提高对变电站运行的综合操作、控制和反事故能力。

如图所示，变电站培训仿真系统由教练员机、学员机和局域网构成。



变电站培训仿真系统结构示意图

教练员机用于监视、控制培训过程和结果，设置培训初始条件及参数，确定仿真系统的初始运行工况；冻结/复位当前运行模型和运行工况；设置各种异常故障；实时记录全部运行操作和事件，对学员的培训成绩评价。教练员机通常兼作服务器，运行变电站一次系统模型、变电站二次系统模型和各种仿真支持功能，是变电站培训仿真系统的核心。

学员机实现仿真变电站的一次、二次设备显示、操作和巡视功能。学员机可分成组，每组可以有多台计算机，学员培训时每组间不会相互干扰，便于开展规模化培训。

变电站培训仿真系统需要和电力系统调度员培训仿真系统实现一体化，实现调控一体化的培训仿真。

biandianzhan quanjing shuju

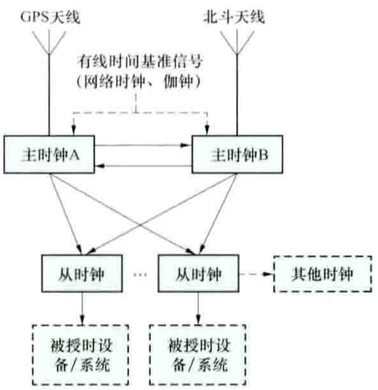
变电站全景数据 (substation panoramic data) 反映电力系统运行的稳态、暂态、动态的数据，反映设备运行状态、设备健康状态的数据以及来自保护、测控、通信、电源、故障录波、计量、同步相量测量装置(phasor measurement unit，PMU)、在线监测、智能辅助决策系统等方面的数据的集合。全景数据一方面能够让运行人员全面监视变电站设备及关联电网的运行状态，另一方面也为变电站各种高级应用功能的实现准备了齐全的数据。

早期的变电站自动化系统中，变电站计算机监控系统、变电站继电保护及故障信息管理系统、变电站电气设备状态在线监测系统、变电站电能量自动计量系统、同步相量测量装置等各个子系统是由不同设备制造商各自建立的，数据采用不同编码规则，基于不同数据库平台，形成了若干信息孤岛，信息在站控层难以实现共享，运行人员难以全面监视设备及变电站的运行状态，变电站信息的综合利用率低。

中国从2010年开始实施的智能变电站试点工程中，利用全景数据统一建模而建立的一体化信息平台得到了广泛应用，实现了站内各类信息的共享。中国的变电站全景数据的建模采用DL/T 860《变电站通信网络和系统》中面向设备对象的建模方法。(见变电站信息建模)

biandianzhan shijian tongbu xitong

变电站时间同步系统 (time synchronization system for substation) 接收外部时间基准信号，并按照要求的时间准确度向外输出时间同步信号和时间信息的系统。为电网的各级调度机构、发电厂、变电站、集控中心等提供统一的时间基准，为各类自动化装置精确授时，确保实时数据采集时间的一致性，以满足各种自动化系统和自动化设备对时间同步的要求。外部时间基准信号一般指全球定位系统(global positioning system，GPS)、北斗、地面精确时钟(铯原子钟或网络时钟)。



时间同步系统拓扑图

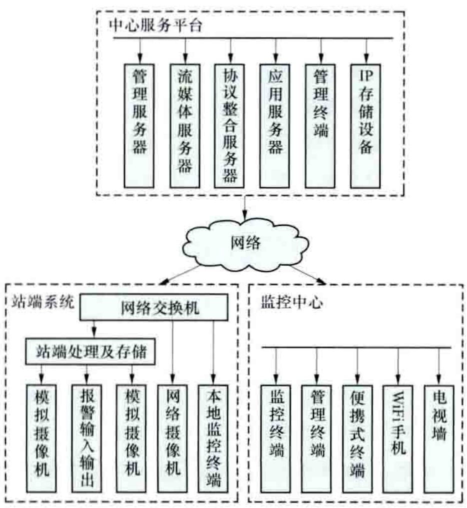
时间同步系统通常由主时钟、若干从时钟、时间信号传输介质组成。图中所示为典型的时间同步系统拓扑图。

在实际应用中，系统配置结构可以分为主备式、主从式和最简式三种时间同步系统。主备式结构的主时钟和从时钟均采用主备冗余配置；主从式结构的主时钟和从时钟分别只有一台，没有备用；最简式只有一台主时钟，没有从时钟。

biandianzhan shipin jiankong xitong

变电站视频监控系统 (video surveillance system for substation) 利用视频监控技术实现变电站一次设备和二次设备状态、周边环境等的远方实时监视的系统。该系统通过远程通信将视频信号传送到调度控制中心，为调度控制中心的操作人员提供变电站现场视频图像。该系统可以通过音视频本地存储与回放实现事故或安全问题的预防及事故后的事故原因排查，结合智能视频技术，实现智能联动、越界报警、区域闯入报警，远方巡检等功能。变电站视频监控系统为调度自动化系统提供了遥视功能。

如图所示，系统由站端系统、监控中心、承载网络以及中心服务平台四部分组成。



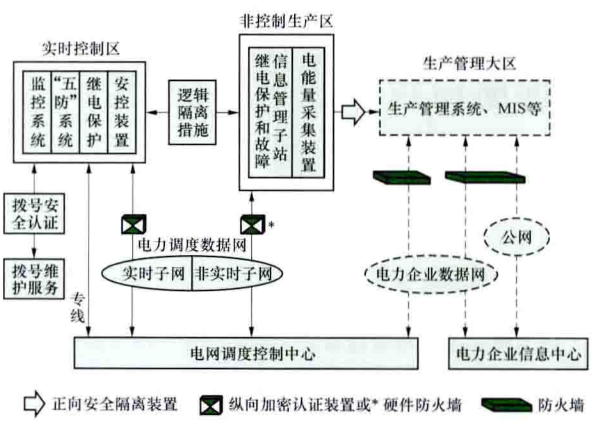
变电站视频监控系统结构示意图

该系统的主要功能包括：①对全站主要电气设备、安装地点及周边环境进行全天候的视频监视和录像，并与其他系统进行实时报警联动。②遥控开关时，实时监控现场情况并进行控制。③接收安防及消防系统各子系统报警信号，根据需要实现控制联动。④音视频信息存储、采集和回放，便于事故或安全问题的预防及发生后的事故原因排查。⑤拍照、事件抓拍等。⑥语音对讲以及现场语音信息实时输出等。

该系统的主要特点：①以平台为核心，以网络为纽带。②开放性好，能够接入不同厂家的不同前端设备，实现互联互通。③安防和应用业务的结合紧密。④自动报警、联动控制。⑤图像清晰、监控实时。⑥硬盘录像、远程回放。⑦系统安全、维护方便。

biandianzhan xinxi anquan fenqu

变电站信息安全分区 (information security sectionalization in substation) 为保证变电站二次系统的信息安全，根据系统中业务的重要性和对一次系统的影响程度对变电站内二次系统划分出不同的安全区域。不同安全区域允许的数据访问权限不同。中国为了防范黑客及恶意代码等对变电站二次系统的攻击侵害，防止变电站二次系统瘫痪和失控及由此引发电力系统事故。通过建立变电站二次系统安全防护体系，提高了变电站二次系统的安全防护水平，保证变电站信息通信的安全，确保变电站能够安全稳定运行。中国变电站信息安全分区遵循的原则是“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”。变电站二次系统划分为实时控制区、非控制生产区和生产管理大区三个分区，如图所示。(见电力二次系统安全防护)



变电站二次系统安全防护部署示意图

实时控制区 包括变电站计算机监控系统、变电站防误操作系统、继电保护(见电力系统继电保护)和安全控制装置等，直接实现实时监控功能，是变电站二次系统中最重要的部分。因为要实现实时控制，所以安全等级最高，是安全防护的重点。实时控制区的设备或系统使用调度数据网络或专用通道与站外系统通信。

非控制生产区 包括变电站继电保护及故障信息管理系统、变电站电能量自动计量系统等，所实现的功能为电力生产所需要的，但不具备控制功能。非控制生产区的设备或系统在线运行，与实时控制区中的系统或功能模块联系紧密，

使用电力调度数据通信网络与站外系统通信。

生产管理大区　包括电网调度控制中心的调度生产管理信息系统和电力公司公共管理信息系统（management information system，MIS）等，实现电力生产管理、信息管理和办公自动化功能，不具备控制功能，不在线运行，通过电力调度数据通信网络与站外系统通信。

实时控制区和非控制生产区都属于电力生产系统，都在线运行，都采用电力调度数据通信网络进行通信，由于它们之间数据交换较多，关系比较密切，可以作为一个生产控制的逻辑大区合称为生产控制大区。两者之间采用经有关部门认定核准的硬件防火墙或相当设备进行逻辑隔离。

生产控制大区不得与生产管理大区直接联系，通常采用物理隔离，即采用经有关部门认定核准的专用安全隔离装置进行横向隔离。专用安全隔离装置又分为正向安全隔离装置和反向安全隔离装置：正向安全隔离装置用于非控制生产区到生产管理大区的非网络方式的单向数据传输；反向安全隔离装置用于从生产管理大区到非控制生产区的单向数据传输，是生产管理大区到非控制生产区的唯一数据传输途径。

专用安全隔离装置能够达到接近物理隔离的强度。严格禁止E-mail、Web、Telnet、Rlogin等网络服务和以浏览器/服务器（browser/server，B/S）或客户/服务器（client/server，C/S）方式的数据库访问功能穿越专用安全隔离装置进入非控制生产区，仅允许纯数据的单向安全传输。

biandianzhan xinxi jianmo

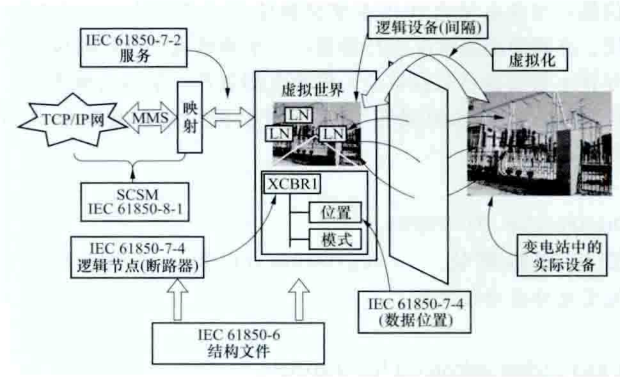
变电站信息建模　（substation information modeling）

采用抽象的方式描述变电站的设备、设备连接关系和设备功能等的过程。其目的是为变电站自动化系统的应用功能提供数据模型。它是变电站应用功能实现的基础，其灵活性、方便性对变电站自动化系统的实用性至关重要。

IEC 61850变电站通信网络和系统标准描述了变电站的信息建模方法，即建立变电站二次设备的信息模型。它是将变电站应用功能分解为用于交换信息的最小实体—逻辑节点（例如断路器类XCBR），并将这些逻辑节点分配到专用的智能电子设备（intelligent electronic device，IED）。变电站中物理智能电子设备的信息模型是一种分层的结构化的类模型，一个智能电子设备可包含若干个逻辑设备，一个逻辑设备包含若干个逻辑节点，逻辑节点包含一组具有专门数据属性的数据，每个数据均具有定义好的结构和语义（电力企业自动化系统环境中的意义或变电站自动化系统环境中的意义）。信息模型的每一层都定义为抽象的类，它封装了相应的属性和服务。其中属性描述了这个类的所有实例的外部可视特征，而服务则提供了访问（操作）类属性的方法。

图中描绘了IEC 61850所采用的对实际设备中的公共信息进行建模的方法，图中部标出的虚拟世界就是右侧实际设备的模型；图左侧通过制造报文规范（manufacturing message specification，MMS）实现网络环境下计算机和智能电子设备之间的数据信息交换。

在IEC 61850颁布之前，变电站信息一般采用点号或索引的方式引用，缺少模型结构的信息。IEC 61850采用面向对象的建模技术，对信息模型的结构和详细的语义约定做出了明确规定，为大多数公共设备建立了设备组件，例如变电



IEC 61850 概念性建模方法

站和馈线设备（断路器、电压调节器和继电保护）等。这些信息模型被广泛接受，并通过开放的方式在任何种类变电站的智能电子设备之间交换。

biandianzhan zhiliu dianyuan xitong

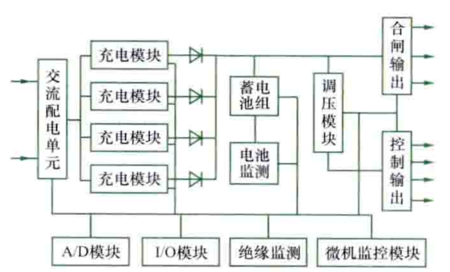
变电站直流电源系统　（DC power supply system for substation）

为变电站二次设备、电动操动机构、照明等提供直流电源的系统。它是由充电装置、蓄电池组、微机监控器以及直流馈线柜等组成的。需要直流电源系统供电的直流负荷包括电气的控制、信号、测量和继电保护、自动装置、远动设备、各类直流电动机、断路器电磁操动的合闸机构、交流不停电电源装置和事故照明等负荷。

该系统由交流输入、充电装置、馈电柜、蓄电池组、微机监控器、微机绝缘监测装置、母线调压装置（可选）、蓄电池管理单元、测量表计等组成。

该系统的主要功能：①自动恢复功能，实现交流电源恢复后自动开机，自动选择恒流充电→恒压充电→浮充电等工作方式切换。②交流电源自动切换功能。③设有蓄电池充电限流和充电柜输出总限流功能。④充电模块具有直流输出过压过电流保护、直流输出欠电压报警、交流输入过电压保护、欠电压报警、交流输入缺相保护、超温保护功能。⑤对蓄电池浮充电压具有温度补偿功能。⑥具有定期均衡充电功能。⑦具有完善的防雷功能。⑧具有与变电站自动化系统通信的功能。

典型的变电站直流电源系统原理如图所示，交流配电单元负责将交流电源引入并分配给各个充电模块，同时负责两路交流电源输入的自动切换；充电模块完成AC/DC转换，其输出的直流电力用于对电池组充电。早期的充电模块采用一般的AC/DC模式，之后越来越多地使用高频充电；调压模块使得电压稳定在一定的电压水平，如DC220V；A/D模块、I/O模块负责测量系统的各种模拟量、开关量，并处理、提供声光报警；微机监控模块负责协调整个电源系统的工作，该模块配有通



典型变电站直流电源系统原理图

信接口与变电站自动化系统交换信息；绝缘监测负责对母线、支路的绝缘状况进行监视，产生绝缘强度降低的报警信号并上报给微机监控模块；电池监测负责对单体电池进行在线监测；蓄电池组是整个系统的心脏，负责储能和放出电能。

biandianzhan zhinenghua

变电站智能化 （substation intelligentization） 见变电站自动化系统。

biandianzhan zidonghua fuzhu zixitong

变电站自动化辅助子系统 （supplementary subsystems of substation automation） 辅助变电站自动化管理和控制的其他系统。包括变电站培训仿真系统、变电站防误操作系统、变电站继电保护及故障信息管理系统、变电站电气设备状态在线监测系统、变电站视频监控系统、变电站安防系统、变电站电能量自动计量系统、变电站直流电源系统、变电站时间同步系统等。在智能变电站建设过程中，需要按照一体化设计将变电站自动化辅助子系统接入变电站自动化系统。

变电站培训仿真系统 利用计算机仿真技术模拟变电站环境及一次、二次设备的正常和异常运行情况，实现对变电站的运行人员、运行管理人员进行操作技能培训、技能考核和变电站运行方式研究的计算机系统。（见变电站培训仿真系统）

变电站防误操作系统 变电站自动化系统中对变电站电气设备的操作过程进行逻辑校核，提示并闭锁错误操作，防止发生错误操作的计算机软硬件系统，简称防误系统。该系统既适用于电力系统中各电压等级的变电站、发电厂，也适用于其他工矿企业。（见变电站防误操作系统）

变电站继电保护及故障信息管理子站 利用变电站继电保护（见电力系统继电保护）、安全自动装置（见电力系统安全自动装置）、故障录波器以及其他变电站自动化设备的信息，并进行整合、处理和综合分析的变电站信息管理系统。（见变电站继电保护及故障信息管理子站）

变电站电气设备状态在线监测系统 利用传感器、通信、故障诊断及专家系统技术对变电站内一次设备［变压器、气体绝缘组合电器设备（gas insulated switchgear, GIS）等］的运行工况进行连续或周期性的自动监测的系统。该系统报告一次设备健康状态，为一次设备状态检修提供决策信息，为设备全寿命周期管理提供技术支持。（见变电站电气设备状态在线监测系统）

变电站视频监控系统 利用视频监控技术实现变电站一次设备和二次设备状态、周边环境等的远方实时监视的系统。（见变电站视频监控系统）

变电站安防系统 采用视频技术、网络通信、射频识别技术以及智能控制等多种技术，实现变电站安全防护的系统。

变电站电能量自动计量系统 在变电站配置的自动采集、存储、传输、统计、管理电能表的电能量数据，并向调度控制中心转发的计算机系统。（见变电站电能量自动计量系统）

变电站直流电源系统 为变电站二次设备、电动操动机构、照明等提供直流电源的系统。（见变电站直流电源系统）

变电站时间同步系统 接收外部时间基准信号，并按照要求的时间准确度向外输出时间同步信号和时间信息的系统。（见变电站时间同步系统）

biandianzhan zidonghua tongxin xieyi

变电站自动化通信协议 （communication protocol of substation automation） 为实现变电站内智能电子设备之间、变电站与远方调度控制中心之间的通信或服务所必须遵循的规则和约定。变电站自动化通信协议一般定义了通信双方的连接方式、使用的信息单元的格式、含义、信息发送和接收的时序等，其目的是使信息交换快速、正确，实现信息资源共享。

早期的变电站通信协议完成了遥测、遥信、遥控、遥调等“四遥”信息的交换，协议内容比较简单，都是采用低速的串行总线（如 RS485、RS422 和 RS232）和一些现场总线（如 CANBUS、LonWorks）等作为通信链路。随着通信和信息技术的发展，现代变电站自动化通信协议越来越抽象，而且复杂，但其支持互联对象的互操作性越来越强，可完成保护事件信息、保护定值、故障录波、时间同步和高速采样值等信息的交换，一般采用百兆、千兆以太网作为通信链路。

变电站自动化通信协议种类非常多，常用的变电站内自动化设备的通信协议有 MODBUS、DNP、IEC 60870-5-103《远动设备及系统 第5部分：传输规约 第103篇：继电保护设备信息接口配套标准》、IEC 61850《变电站通信网络和系统》等，常用的变电站与调度控制中心之间的通信协议有 DL 451—1991《循环式远动规约》、SC1801、μ4F、DL/T 476—1992《电力系统实时数据通信应用层协议》、IEC 60870-5-101、IEC 870-5-104 和 IEC 60870-6TASE2 等。

biandianzhan zidonghua xitong

变电站自动化系统 （substation automation system） 通过计算机网络和现代通信技术实现变电站运行控制和管理自动化的系统。变电站自动化系统将变电站内测控装置、继电保护装置、安全自动装置（见电力系统安全自动装置）、状态检测装置、就地监控计算机等二次设备联网，实现变电站运行中各种电气参数（电压、电流、有功、无功等）和设备状态参数（温度、湿度、绝缘等）的实时测量；接收来自站内或控制中心的控制命令，通过二次设备对相应的对象进行自动控制；实现变电站内继电保护、测量表计、接口和通信等各种应用功能。变电站自动化系统被广泛应用于 35～1000kV 的变电站。变电站自动化系统的功能包括变电站自动化系统基本应用功能、变电站自动化系统智能化应用功能、变电站自动化辅助子系统。

系统结构 分为集中式和分布式两种。

集中式系统结构 采用功能较强的计算机或单片机并扩展其输入/输出（I/O）接口，集中采集变电站的模拟量和数字量数据，集中进行计算、处理和控制。这种结构主要用于变电站自动化系统发展的初期，当时的计算机昂贵。

分布式系统结构 间隔层和站控层的智能电子设备采用面向间隔的设计原则，每个间隔由独立的中央处理器

(central processing unit, CPU) 或单片机完成保护或测量的功能。大多数分布式系统采用主从中央处理器结构，其中从中央处理器按照功能设计，独立完成测量控制功能，主中央处理器负责收集、整理、转发来自各个从中央处理器的信息。

联网通信方式 早期的联网通信方式采用RS232、RS485，后来Canbus、Profibus等现场总线得到广泛应用。随着以太网技术的日益成熟和普及，变电站自动化系统的联网通信方式主要采用以太网技术。

系统类型 变电站自动化的不同发展时期，演变出不同的自动化系统形式。早期采用独立远程测控终端（remote terminal unit, RTU）或“RTU＋就地计算机监控”的模式，这是微机变电站自动化系统的雏形。之后随着通信技术的发展，相继出现了变电站计算机监控系统、变电站综合自动化系统、数字化变电站、智能化变电站等变电站自动化系统的新形式。未来变电站自动化系统的发展方向是实现变电站智能化。

变电站计算机监控系统 利用现代计算机网络和现代通信技术实现对变电站内电力设备运行情况的监视和控制的自动化系统。除了变电站内的监测、控制、计量和管理，变电站还向电网调度控制中心转发遥测、遥信信息并接受和执行调度控制中心下达的遥控、遥调命令等。

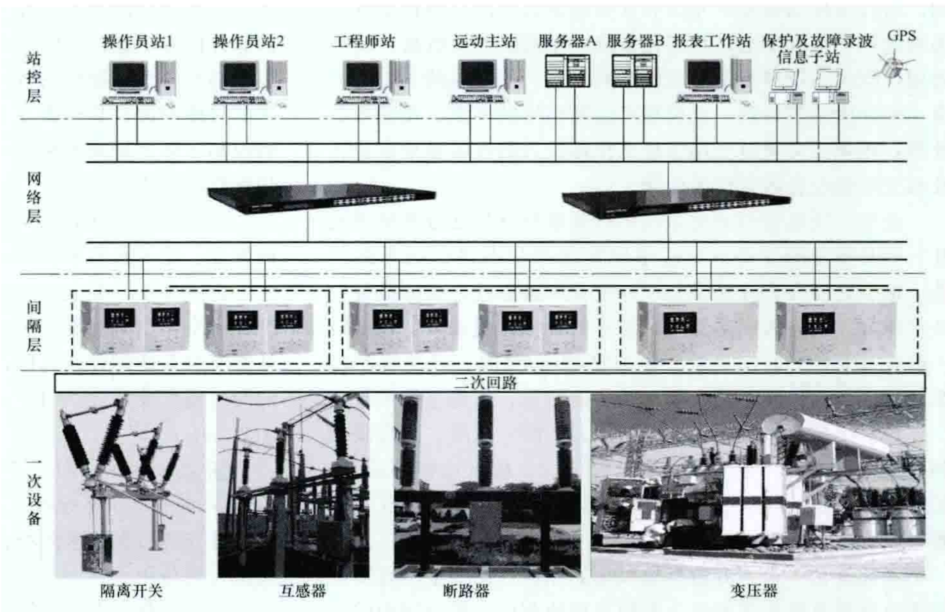
变电站计算机监控系统由带有通信接口的测控装置、网络通信系统和计算机工作站组成，实现整个变电站实时数据及设备状态数据的实时显示、参数统计、数据分析、历史记录、故障报警、控制、报表打印等。变电站计算机监控系统和继电保护等二次设备通常是分别独立建设的，它们之间的数据交换早期采用硬接点的方式，后来采用通信接口的方式进行。

变电站综合自动化系统 利用先进的计算机技术、通信技术和信息处理技术等实现对变电站全部设备运行状况的监视、测量、保护、控制和协调的一种综合性的自动化系统。它和常规变电站自动化系统之间的最大不同是功能的综合。这是以计算机技术为基础、以数据通信为手段、以信息共享为目标，将变电站内所有二次设备（包括继电保护、测量、控制、信号、故障录波、自动装置及远动装置等）以同等地位互联，实现信息交换、数据共享和功能一体化集成。

与变电站常规二次设备相比，变电站综合自动化系统实现了变电站内各设备间相互交换信息、共享数据，实现不同应用功能的融合，替代了变电站常规二次设备，简化了变电站二次接线，它是提高变电站运行的可靠性水平、降低运行维护成本、提高经济效益的一项重要技术措施。变电站综合自动化系统主要在110kV及以下电压等级的变电站建设，未来发展将在更高电压等级的变电站应用。

数字化变电站 在IEC 61850《变电站通信网络与协议》(Communication networks and systems in substations) 建模和通信规范基础上，由智能化一次设备和网络化二次设备分层构建的，能够实现变电站内智能电气设备之间信息共享和互操作，实现测量监视、控制保护、信息管理等自动化功能的现代化变电站。

按照变电站的结构特点和变电站内数据流向，国际电工委员会第57技术委员会（IEC TC57）制定的IEC 61850标准中将变电站自动化系统的站内功能在逻辑上分为三层，即站控层、间隔层和过程层，如图所示，数字化变电站采用的就是这种三层结构（见变电站自动化系统结构）。2006年，中国首座采用IEC 61850通信协议的数字化变电站在云南投入运行。



典型变电站自动化系统示意图

数字化变电站的特点：①过程层设备数字化和智能化。广泛应用电子式互感器，就地处理传感数据，简化硬件设备，开关设备实现智能化。②站内信息网络化。在变电站的各个层都通过组网来实现数据交换。③运行管理的自动化。包括日常管理、状态检修和故障管理等。

变电站智能化 采用先进、可靠、集成、低碳、环保的智能装置，以全站信息数字化、通信平台网络化、信息共享标准化为基本要求，自动完成信息采集、测量、控制、保护、计量和监测等基本功能，根据需要支持智能报警、实时自动控制、智能调节、在线分析决策、协同互动等高级应用功能，能实现与相邻变电站、与电网调度控制中心之间的信息交换和互动的变电站自动化系统。

变电站智能化主要包括两个方面：①集测量、控制、运行状态检测及评估于一体的一次设备智能化技术；②实现以变电站统一信息建模为基础的各种自动运行、综合分析、综合控制等应用功能。

参考书目

丁书文．变电站综合自动化原理及应用．2版．北京：中

国电力出版社，2010.

黄益庄．智能变电站自动化系统原理与应用技术．北京：中国电力出版社，2012.

钟连宏，梁异先．智能变电站技术与应用．北京：中国电力出版社，2012.

biandianzhan zidonghua xitong jiben yingyong gongneng

变电站自动化系统基本应用功能 （basic application function of substation automation system） 变电站自动化系统中满足调度员日常调度基本需求并为变电站智能化提供技术支持的功能。包括数据采集与处理、报警、事故追忆、控制、人机界面、时钟同步、防误闭锁、通用组态工具等。

数据采集与处理 变电站自动化系统中对变电站一次设备的运行状态和健康状态进行测量、数据采集和处理的功能。通过站控层前置单元接收并处理来自间隔层测控装置的实时数据，生成变电站自动化系统应用所需的源数据。所谓处理，既包括针对遥信信号的延时告警、信号保持、抖动消除、极性取反等处理，也包括对遥测信号的零漂、死区等的处理，还包括对通过公用信息工作站接入的电能量采集装置及相关智能设备的数据的处理。

报警 变电站自动化系统中以调度员（见电力系统调度员）容易接受的方式对变电站异常运行状态进行提示的功能。报警处理分事故报警和预告报警两种方式，事故报警包括对非操作引起的断路器跳闸信号的报警；预告报警包括对一般设备变位、状态异常、模拟量越限/复限、计算机站控系统的各个部件或间隔层单元的状态异常、趋势等的报警。

每一个模拟量测点设置低低限、低限、高限、高高限四种规定运行限值，当实测值超出限值时，应发出报警信号。还设置一个越/复限死区，以避免实测值处于限值附近时频繁报警。

事故追忆 为了分析事故发生的原因，在变电站自动化系统中把和事故有关的各个参数在事故前后一段时间内的数据提取出来的一项功能。

在变电站主站系统实时数据库中滚动存储若干时段内的电力系统运行工况，包括遥测、遥信等信息。一旦发现电力系统发生满足事故追忆触发条件的事故（如断路器跳闸、遥测越限等），主站系统软件在继续滚动存储的同时，按设定的事故数据保存时段参数立即自动将事故发生前后若干时段内的电力系统运行工况转储到数据库或文件中。这些存储下来的数据，用于主站系统真实地重现事故前后一段时间内电力系统的运行工况，进行事故分析。

事故追忆通常记录事故前 1min 到事故后 2min 的数据，其采样周期为 1～10s，可设置。1 个事故追忆画面应至少可显示 8 个追忆量，且事故追忆画面应允许操作员移动光标显示任一时间断面需要追忆的全部数据。

控制 在变电站自动化系统的后台对变电站各电压等级断路器、电动隔离开关等设备进行的远方操作，或者依据设置的运行参数的目标值，由控制软件实施的调整控制功能。

控制需要严格按照时间顺序进行。在任何时候，同一时刻只允许在一台机器上对一个设备进行控制操作，只能在上一步控制操作完全完成以后才能进行下一步的控制操作。

控制要求进行严格的安全校核。画面遥控必须按画面提示的选择、校核、执行步骤进行，操作员必须输入操作员口令、操作对象的调度编号，在另一侧操作员工作站上推出监护画面，要求监护员审核操作内容正确无误后，输入监护员口令和调度编号，操作员的遥控操作才可以继续执行下去。所有操作记录系统都记入历史数据库，供事后查阅。记录内容包括操作员名字、监护员名字、操作时间、操作内容以及操作结果等信息等。

在键盘控制情况下，显示器画面上应显示被控对象的变位情况。

电压无功优化控制功能能根据远方调度或站内操作员设置的电压或无功目标值自动控制无功补偿设备，调节主变压器分接头，实现变电站电压无功优化控制。该功能由独立的模块实现，独立于站控层的其他功能。

调整控制操作正常执行或操作异常时均产生控制操作报告。正常执行的报告内容有操作前的控制目标值、操作时间及操作内容、操作后的控制目标值；控制操作异常的报告内容包括准备执行操作的时间、准备执行的操作内容、引起异常的可能原因、是否需要运行人员进行人工处理等。另外，当控制功能启动或者被停止时也可产生报告，上述四种报告均可打印输出。

人机界面 计算机系统和用户之间进行交互和信息交换的媒介。见人机界面。

时钟同步 变电站自动化系统中采用高精度统一对时系统，向变电站智能电子装置、计算机等传送时间信息，使全站所有设备的时钟时刻保持一致的功能。一般智能电子装置的对时精度要求不大于 1ms，计算机的对时精度要求不大于 1.0s。

变电站的统一对时系统的时间源来自全球定位系统（global positioning system，GPS）、北斗、地面网络精确时钟等。在高可靠要求的场合，一般同时采用以上三种对时系统进行热备用。

在数字化变电站、智能变电站环境中，统一对时系统还需要和合并单元进行 1 μs 精度级的时间同步。

防误闭锁 变电站自动化系统中自动闭锁操作员误操作的一项功能。当操作员要执行错误操作时，系统自动闭锁该操作，从而防止误操作。防误闭锁有“五防”功能，包括防止误分、误合断路器，防止带负荷拉、合隔离开关，防止带电（挂）合接地线（开关），防止带接地线（开关）合断路器（隔离开关），防止误入带电间隔。

可根据用户需要，编辑闭锁逻辑；根据闭锁逻辑对运行人员的电气设备操作步骤进行判断和分析，以确定该操作是否合法、安全；若发生不合法操作，能对该操作进行闭锁，并打印显示相关信息。

防误闭锁具有操作预演和“五防”功能，能够通过串行通信向电脑钥匙传送操作对象的顺序和内容。对于接地线等二次信号的状态也可在画面中进行直观显示，并进入相关设备的闭锁逻辑。系统能根据运行需要在间隔层设备上选择对单个对象进行闭锁/解除闭锁的操作。

通用组态工具 配置变电站一次系统设备参数和二次装置参数所用的一种通用的软件组态工具，又称配置工具。

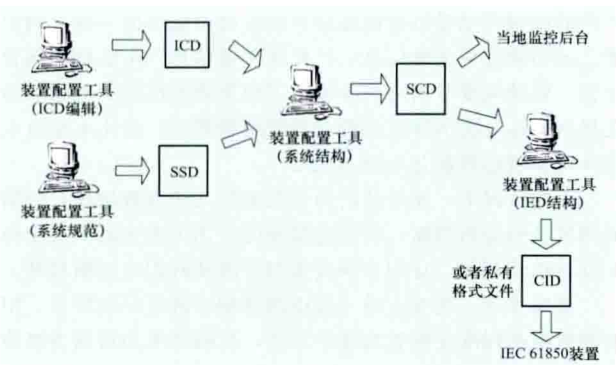
在 IEC 61850 变电站通信网络和系统标准发布之前，变电站配置既没有统一的模型，也缺少统一的标准。2004 年

发布的 IEC 61850 国际标准第 6 部分首次提出了标准化的变电站配置工具及配置流程。随后的数字化变电站、智能变电站工程均采用了该标准。2009 年中国国家能源局发布的 DL/T 1146—2009《DL/T 860 实施技术规范》细化和补充了 IEC 61850 标准规定的配置工具和配置流程。

配置工具支持对导入导出的配置文件进行合法性检查，并生成和维护配置文件的版本号和修订版本号。

IEC 61850 配置工具分为系统配置工具和装置配置工具。①系统配置工具是变电站系统级配置工具，主要用于配置变电站一次系统和设备的关联关系、配置全站的设备实例以及设备间的交换信息，最终完成系统实例化配置。它负责生成和维护全站唯一的系统配置文件（system configuration document，SCD），提供给客户端及装置配置工具使用。②装置配置工具负责生成和维护用于描述变电站二次装置的界面配置文件（interface control document，ICD），并支持导入系统配置文件以提取需要的设备实例配置信息，完成装置配置并将配置数据下装到装置。

IEC 61850 工程实施时，由于模型配置工作较为复杂，因此配置工具成为提高自动化系统调试效率的重要因素，设计优秀、界面友好的配置工具能大大提高工程实施的进度。通常，由系统集成商提供系统配置工具，并根据用户的需求负责整个系统的配置及联调；装置厂商提供装置配置工具，并负责装置的配置及配合系统集成商进行联调，具体流程如图所示。



利用配置工具调试变电站自动化系统流程图

ICD—智能电子设备性能描述；SSD—系统特性描述；SCD—变电站组态描述；CID—组态化智能电子设备描述

biandianzhan zidonghua xitong jiegou

变电站自动化系统结构

（architecture of substation automation system）　按变电站被监控对象和变电站自动化系统功能设计实现的系统各个组成元件、设备之间的链接关系。变电站自动化系统的结构决定了变电站自动化系统的功能、性能和可实现性。

系统结构　变电站自动化系统主要有集中式、分布式和分层分布式三种结构。

集中式系统结构　系统的硬件装置和数据处理软件均集中配置，采用由前置机和后台机构成的集控式结构，由前置机完成数据输入输出、保护、控制及监测等功能，后台机完成数据处理、显示、打印及远方通信等功能，见图 1。这种结构中，前置管理机任务繁重、引线多，是信息瓶颈，降低了整个系统的可靠性，而且系统的可扩展性差。

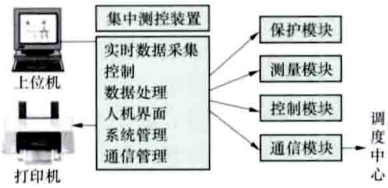


图 1　集中式结构的变电站自动化系统

分布式系统结构　系统的硬件装置、数据处理软件均分布配置，通过计算机网络互联，实现分布式处理，见图 2。这种结构在可扩展性、通用性及开放性等方面都有较强的优势。

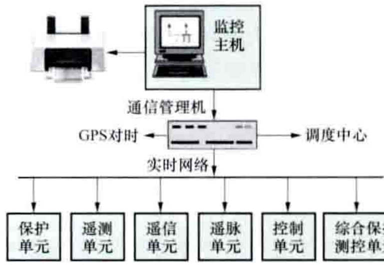


图 2　分布（分散）式结构的变电站自动化系统

分层分布式结构　按变电站的控制层次和功能设置过程层、间隔层和站控层等三层结构，通过三个通信网络相互链接，称为“三层三网”结构，见图 3。这种结构既可实现分布式处理，又有很好的可扩展性、通用性及开放性，被现代变电站自动化系统所普遍采用。

体系结构与通信网络结构　“三层三网”是 IEC 61850 变电站通信网络和系统标准中规定的变电站自动化系统的体系结构和通信网络结构。其中，变电站自动化系统体系结构按功能分为过程层、间隔层和站控层三层，变电站通信网络在逻辑上分为过程层网、间隔层网和站控层网等三个网。数字化变电站或变电站智能化应用了“三层三网”结构。

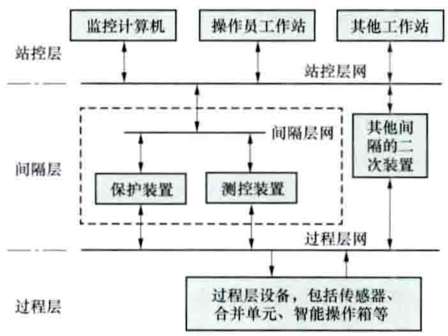


图 3　分层分布式结构的变电站自动化系统

过程层　处于变电站自动化系统体系结构的最底层，也称设备层，包含由一次设备和智能组件构成的智能设备、合并单元和智能终端，能够与间隔层实现数字通信，完成变电站内相关功能。典型的过程层设备有电子式互感器（通过合并单元与间隔层设备进行信息交互）、智能终端（为保护、测控等装置提供开关量信息）等。

间隔层　处于变电站自动化系统体系结构的中间层，由按间隔对象配置的继电保护装置、测控装置、计量装置以及与接入其他智能设备的规约转换设备等组成，负责完成对变电站过程层设备的保护、测量、计量和控制等功能，并与站控层实现数字通信。间隔层设备分为单间隔设备和跨间隔设备两类。典型的单间隔设备有线路保护、计量装置等；跨间隔设备有母线保护、变压器保护、备用电源自动投入保护等。

站控层　处于变电站自动化系统体系结构的最顶层，由变电站计算机监控系统、通信系统、对时系统等组成，利用间隔层设备提供的信息，完成面向变电站内设备的监视、控制、报警及信息交互，并完成变电站的监控与数据采集、操作闭锁以及同步相量测量数据采集、电能量数据采集、保护信息管理等相关功能。站控层可与调度控制中心（见电网调度控制中心）、集控中心、保护信息主站等上级自动化系统通信。

过程层网　连接过程层设备和间隔层设备之间的网络，实现过程层设备和间隔层设备之间的数据传输。

间隔层网　连接间隔层设备，实现间隔层内设备之间的通信。也与站控层网络相连，实现间隔层网与站控层网之间的数据传输。

站控层网　连接站控层设备，实现站控层内设备之间的通信。也与间隔层网相连，实现站控层网与间隔层网之间的数据传输。

过程层网络独立组网。设计中主要考虑传输采样、控制信号等的实时性，也要考虑可靠性。间隔层网和站控层网通常运行在同一个网络介质上，其设计主要考虑满足接入的网络设备较多时的需要，且采用双网配置以保证通信的可靠性。

biandianzhan zidonghua xitong zhinenghua yingyong gongneng

变电站自动化系统智能化应用功能　(intelligent application function in substation automation system)

为实现变电站内不同种类的电子装置、系统以及调度控制中心各自内部以及它们相互之间的标准化信息交换、综合分析、操作互动等开发的应用功能。这些功能既可以是人机交互方面的，也可以是全自动控制、综合分析方面的。大部分的智能化应用功能需要与调度控制中心进行信息交互才能实现。智能化应用功能可大幅提高信息互操作、事故分析、控制操作的水平。

变电站自动化系统中的典型智能化应用功能包括顺序控制、事故综合分析、设备状态可视化、智能告警、源端维护、负荷优化控制、无功电压优化控制等。随着智能变电站的发展，还会开发出越来越多的智能化应用功能。

顺序控制　变电站自动化系统按照操作票规定的顺序自动实现变电站程序化操作的应用功能。顺序控制极大地缩短了变电站倒闸操作的时间，解决人工操作效率低、易出错等问题。

智能化顺序控制在常规顺序控制功能的基础上增加多种智能化操作功能，包括建立符合 IEC 61850 变电站通信网络和系统标准的顺序控制模型；操作前自动检查防误闭锁逻辑；与变电站内的视频监控系统或智能巡视系统互动，实现控制端的可视化操作；与监控中心、调度控制中心互动，实现调度主站端对顺序控制过程的实时监视和控制；根据网络拓扑和操作规则智能生成顺序控制操作任务，减轻顺序控制的组态调试工作量等。

智能变电站对全站设备间隔均实现顺序控制，开关设备的位置可以自动识别，调度控制中心可根据被操作设备在线状态、保护信息等对变电站的顺序控制过程进行人工干预，下达跳、停设备等操作命令，可实现一次、二次设备信息联动及保护软压板自动控制。

事故综合分析　对变电站内主要电气设备发生的运行事故自动给出事故分析结果报告的应用功能。它运用变电站模型信息和事故过程中的实时信息进行数据挖掘、分析、整合，确定事件之间内在的逻辑关联，形成事故综合分析结果，该结果可上传到主站并定向发布。

在传统变电站中，用于事故分析的数据分别属于不同的子系统，因此只能采用人工方式进行分析。在智能变电站中，一体化信息平台整合并取代了各分立的子系统，从而为事故的自动分析提供了数据源基础。

事故综合分析可以自动为运行人员提供一个事故分析报告并给出事故处理预案，便于迅速确定事故原因和应采取的措施，而且可以为事后相关部门分析事故原因提供相关数据信息，能够提高事故分析效率，缩短事故处理响应时间，提高电网的运行管理水平。

设备状态可视化　变电站自动化系统中将变电站内主要一次设备（变压器、断路器等）的状态信息，以图形、表格、曲线等可视化形式进行展示的应用功能。

设备状态可视化的前提是变电站内一次设备的智能化，传统的一次设备可经过智能化改造实现智能化。设备状态可视化使运行人员可以及时发现一次设备的异常运行状态，以便更加合理地安排设备检修，有效避免因为设备运行异常引发事故，减少设备停电时间，提高了供电可靠性。

智能报警　变电站自动化系统中对站内异常或设备故障产生的报警信息进行智能处理并报告给调度员的一项应用功能。该功能保留关键信息，过滤非关键信息，生成智能报警报告，辅助调度员的分析决策，可根据调度控制中心请求为之提供分层分类的异常或设备故障报警报告，是变电站自动化系统典型的智能化应用功能之一。

事故情况下，变电站内的信息量呈几何级数增长，会妨碍调度员的分析判断，而智能报警的应用可大大减少显示给调度员的信息量，有利于调度员对事故及时做出正确判断。

源端维护　在变电站（数据的源端）进行厂站图形、模型和数据的标准化配置和维护工作，所得结果为后端各级应用系统使用的变电站智能化应用功能。

源端维护功能可以保证各级应用系统的图形、模型和数据的一致性，避免冗余，减少重复工作，大幅提高调度主站与变电站联调的工作效率。实现该功能的基础是需要实现变电站 IEC 61850 和调度主站 IEC 61970 两大标准体系的无缝联接。

在实现源端维护的变电站，利用通用组态工具配置并生成符合 IEC 61850 标准的参数及模型文件，然后上送至调度控制中心。调度控制中心获取标准文件后，转换成 IEC 61970 标准格式，然后自动导入到调度控制中心数据库并更新画面；在调度控制中心自动生成厂站接线图。因此，采用源端维护模式，变电站端的任何模型、图形和数据库的修改均可以自动地在调度控制中心得到更新，大大减轻了调度控制中心的配置调试工作压力。

负荷优化控制　通过二次装置或者人工方式切除变压器所带的部分负荷，以解除变压器过负荷的变电站应用功能。

变压器负荷控制早期的做法是，人工监视变压器负荷水平，根据负载率手动切除负荷。后来发展的变压器负荷控制

装置实时采集现场数据，然后实时计算，并采用预先设定的策略进行调节控制，这已成为负荷控制的主要手段。随着智能变电站的发展，负荷优化控制作为变电站智能化应用模块嵌入到变电站自动化系统中，省去了硬件装置的成本，通过通信技术，实现和调度控制中心的负荷优化控制策略互动，从而达到对变电站负荷进行最优控制的目的。

无功电压优化控制　调整和控制变电站的无功电压调节设备，使变电站设备运行的无功电压保持在预先指定的范围内的一项变电站应用功能。

通过无功电压优化控制，可以提高变电站运行的电压合格率，既可以保证电网安全运行，又可以避免缩短运行设备的使用寿命，还可以实现无功就地平衡，降低网损。

无功电压优化控制的手段是，改变主变压器分接头挡位和投切电容器或电抗器。通常采用九宫图法、十七宫图法、二十五宫图法等算法来进行具体的决策和调节。

biandianzhan zonghe zidonghua xitong

变电站综合自动化系统　（integrated automation system for substation）　见变电站自动化系统。

bianyaqi baohu

变压器保护　（transformer protection）　通过实时检测变压器的电气量和非电气量，反应其故障和不正常运行状态，并按规定的时限动作于告警或跳闸的主设备保护。电力变压器（简称变压器）是电力系统中重要的电气设备，它借助于电磁感应作用，将一种交流电压和电流变成频率相同的另一种或几种不同的电压和电流，并用于电力系统输电、配电和用电。变压器故障将严重影响供电可靠性和系统安全运行，因此需根据变压器可能发生的故障和不正常运行状态，有针对性地装设各种符合技术要求的继电保护，主要包括变压器纵联差动保护、变压器相间短路后备保护、变压器接地短路的后备保护、变压器过励磁保护、变压器瓦斯保护等。变压器保护装置如图 1 所示。



图 1　变压器保护装置

变压器纵联差动保护　由变压器各侧绕组电流之差构成的差动保护，简称纵差保护。其原理接线如图 2 所示，基本工作原理与线路电流差动保护类似（见电流差动式纵联保护）。由于变压器各绕组额定工作电流不同且有多种接线方式，为保证正常运行及外部故障时，差流不致引起保护误动，应根据变压器变比和接线方式，合理选择各侧电流互感器变比，并对电流互感器二次电流的大小和相位进行调整。纵差保护能准确区分内外部故障，可以无延时切除区内短路故障，是变压器的主保护之一。

当变压器空载投入或者外部故障切除后电压恢复时，由于励磁电压突然升高，造成铁芯饱和，励磁电流将急剧增大，最高可达额定电流的 4～8 倍，称为励磁涌流。励磁涌流将流入变压器纵差保护的差动回路，通常采用二次谐波分量或间断角特征来制动，以防止其引起的误动。

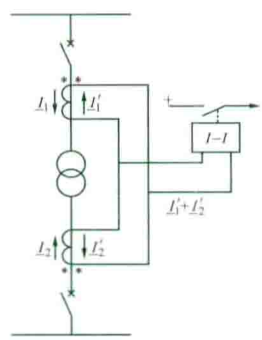


图 2　双绕组变压器纵联差动保护原理接线图

变压器相间短路后备保护　其作用是防止由外部相间短路故障引起的变压器过电流，并作为相邻元件保护的后备以及在可能的条件下作为变压器内部故障时主保护的后备，通常采用过电流保护、低电压启动的过电流保护、复合电压启动的过电流保护、负序过电流保护以及阻抗保护等。

变压器过电流保护工作原理与线路定时限过电流保护相同（见电流保护）。过电流保护动作电流按躲过变压器可能出现的最大负荷电流整定，其值一般比较大，往往不能满足作为相邻元件后备保护的要求，为此采取低电压启动或复合电压启动的过电流保护以提高灵敏性。

变压器接地短路后备保护　接于中性点直接接地系统的变压器，一般要求装设接地保护，作为变压器和相邻元件接地故障的后备保护。变压器的绝缘设计及接地方式对接地后备保护的配置有很大影响，中性点直接接地运行的变压器都采用零序过电流保护作为接地后备保护，零序电流一般取自变压器中性点引出线上的电流互感器。中性点不接地运行方式下，全绝缘变压器装设零序过电压保护作为接地后备保护，而分级绝缘变压器在放电间隙上装设间隙零序过电流保护，同时还需装设零序过电压保护作为间隙不能放电时的后备保护。

变压器过励磁保护　过励磁保护通过检测变压器电压与频率的比值反映过励磁倍数。电压升高和频率降低使得磁通密度增加，变压器励磁电流增大，特别是在铁芯饱和后，励磁电流急剧增加，造成变压器过励磁。变压器长时间或多次反复过励磁，将因过热引起变形和绝缘老化，尤其对于大型变压器，其额定磁通密度和饱和磁通密度相差无几，应装设过励磁保护。变压器具有一定的过励磁能力，过励磁倍数越高，允许持续的时间越短，因此过励磁保护采用反时限动作特性，整定的时候与变压器厂家提供的允许过励磁能力曲线相配合。

变压器瓦斯保护　反应变压器油箱内部气体和油流数量及流动速度而动作的保护。当变压器油箱内发生故障时，在故障电流和故障点电弧的作用下变压器油和绝缘材料因局部受热而分解产生气体，气体产生的多少和流速的快慢与故障的严重程度有关，因而瓦斯保护也有轻、重之分。一般重瓦斯保护动作于跳开变压器各电源侧断路器，轻瓦斯保护动作于信号。瓦斯保护作为变压器主保护之一，动作迅速、灵敏度高、安装接线简单，能反映变压器油箱内各种短路故障，包括一些轻微故障，如绕组轻微的匝间短路、铁芯烧损等。

bianyaqi zhongxingdian jiedi fangshi

变压器中性点接地方式　（neutral grounding of transformer）　见电力系统中性点接地方式。

biaoyaozhi xitong

标幺值系统

(per unit system) 电力系统计算中对所有参数和变量都以其有名值与基准值的比值来表示的体制，亦称标幺制。用标幺制取代有名制具有物理概念清晰，能反映物理元件的性能特征，便于分析比较和迅速判断系统元件参数和计算结果的正确性，可大量简化计算等一系列优点，因而在电力系统计算中得到广泛应用。

标幺值系统中，阻抗、导纳、电压、电流、功率等参数和变量都以相对于基准值（自身容量或系统容量）的相对值，即标幺值出现。标幺值、有名值、基准值之间的关系为

$$标幺值=\frac{有名值}{基准值} \tag{1}$$

式中基准值和相应的有名值的单位相同。

基准值的确定 为了进行三相交流对称电力系统标幺值的计算，首先要选择全系统统一的三相功率和线电压的基准值，然后按照电路的基本关系，计算并确定出派生的每相阻抗、导纳和线电流基准值。计算公式为

$$Z_B=\frac{U_B^2}{S_B} \tag{2}$$

$$Y_B=\frac{S_B}{U_B^2} \tag{3}$$

$$I_B=\frac{S_B}{\sqrt{3}U_B} \tag{4}$$

式中 S_B、U_B 分别为三相功率和线电压基准值；Z_B、Y_B、I_B 分别为相阻抗、导纳和线电流基准值。

三相功率的基准值可取系统中某一发电厂的总功率或系统的总功率，也可取某发电机或变压器的额定功率。对多机电力系统的计算，功率基准值通常取某一整数，如 100、1000MV·A。线电压的基准值可取系统中被选作基本级的额定电压或平均额定电压。如选定 500kV 电压等级为基本级，则可选 500kV 或 525kV 为电压基准值。

标幺值计算 确定了功率、电压的基准值并进而求得阻抗、导纳、电流的基准值后，对单一电压等级系统，就可以根据标幺值的定义直接求取这些量的标幺值。对多电压等级系统，可采用两种方法折算标幺值：①先将各量的基准值由基本级归算至其他级，然后"就地"将各量的有名值折算为标幺值；②先将各量的有名值归算至基本级，然后在基本级折算为标幺值。两种方法折算的标幺值相同。

实际电力系统计算通常采用更为简便的方法折算多电压等级系统的标幺值，即在全系统给定统一的功率基准值的条件下，取各电压等级的平均额定电压作为各自的电压基准值，从而得到各电压等级自身的阻抗、导纳、电流基准值，然后用这些基准值分别折算求取标幺值。取各电压等级之间变压器的实际变比与平均额定电压的比值之比为变压器的非额定标幺变比。

交、直流混合电力系统的标幺值系统 交、直流混合电力系统的计算要求交流和直流部分采用统一的标幺值系统，即交流和直流采用统一的功率基准值 S_B，交流线电压基准值 $U_B^{\sim}$ 与直流电压基准值 $U_B^{=}$ 满足交流、直流电压变换的基本关系

$$U_B^{=}=\frac{3\sqrt{2}}{\pi n_B}U_B^{\sim} \tag{5}$$

式中 n_B 为换流变压器变比基准值。若 $U_B^{\sim}$ 取交流平均额定电压，$U_B^{=}$ 取直流工作电压，则 n_B 为定值。相应直流系统的电阻基准值和电流基准值分别为

$$Z_B^{=}=\frac{U_B^{=}}{I_B^{=}} \tag{6}$$

$$I_B^{=}=\frac{S_B}{U_B^{=}} \tag{7}$$

采用上述交流、直流系统功率、阻抗、电压、电流基准值计算标幺值，可使交流、直流系统各量的标幺值之间保持简单的关系，有利于交流、直流电力系统的统一计算。

参考书目

夏道止．电力系统分析．2版．北京：中国电力出版社，2011.

binglian diankangqi baohu

并联电抗器保护

(shunt reactor protection) 反应并联电抗器故障和异常运行的主设备保护。保护动作于信号或跳闸，使电抗器免遭损坏，并减少对系统的影响。并联电抗器有多种类型，其故障形式和保护配置也有所不同。图中所示为特高压电抗器保护装置。



特高压电抗器保护装置

并联电抗器故障形式主要包括：①线圈的单相接地和匝间短路；②引线的相间短路和单相接地短路；③由过电压引起的过负荷。油浸式并联电抗器故障形式还包括油面降低、油温升高及冷却系统故障等。针对不同故障形式，并联电抗器配置有不同类型的保护，主要有纵联差动保护（简称纵差保护）、零序电流差动保护、匝间保护、零序（负序）方向保护、电流保护、过负荷保护、非电量保护等。

纵差保护 并联电抗器纵差保护原理与发电机纵差保护（见发电机保护）相似，是相间短路和单相接地短路（220～500kV 系统中性点直接接地）的主保护，但不能保护匝间短路。利用电抗器两端的套管电流互感器即可构成纵差保护，无需装设外附电流互感器。

零序电流差动保护 反应电抗器出线侧与中性点侧三相电流零序分量之差的差动保护，作为接地故障的主保护。不能反应三相对称短路，但一般故障都是由不对称的一相或两相短路开始，最终发展为三相短路。

匝间保护 油浸式电抗器装设的轻、重瓦斯保护对匝间短路有保护作用；如果电抗器有两个并联分支，即双星形接线方式，则可装设单元件横差保护，其原理和发电机单元件横差保护相似（见发电机保护），该保护不但是高灵敏的匝间保护，还能有效地保护绕组内部的接地短路。

零序（负序）方向保护 作为匝间及接地故障的保护以及差动保护的后备保护，当电抗器发生匝间故障时，由于三相阻抗的不对称，将产生零序（负序）电压和电流，使零序（负序）方向保护动作（其动作方向指向电抗器内部）。

电流保护 作为内部故障的后备保护，一般延时动作于跳闸。

过负荷保护 保护带时限动作于信号，根据中国国家标准 GB/T 23753—2009《330kV 及 500kV 油浸式并联电抗器

技术参数和要求》中的允许过电压倍数和时间（即过负荷保护的反时限特性）设定保护动作时限。

非电量保护　制造厂配套提供的压力释放保护、油温保护、绕组温度保护及油位保护等。

参考书目

王维俭．电气主设备继电保护原理与应用．北京：中国电力出版社，2002.

binglie yu jielie

并列与解列　（paralleling and disconnecting）　电力系统或发电设备（如发电机、同步调相机），按照规定的技术要求，相互连接在一起同步运行或解开单独运行的操作过程。它包括电力系统之间和发电机组与电力系统之间的并列或解列。并列与解列一般在规定的并列点与解列点进行。并列用的断路器设有同步并列装置；解列用的断路器装有自动解列装置，如图所示；当并列点也可以是解列点时，则并列和解列用的断路器可能是同一个。并列和解列是电力系统的重要操作，由发电厂和变电站值班人员在系统值班调度员统一指挥下进行。若处理不当，可能造成系统事故或损毁设备。



SCS-200F 型失步解列装置

并列　一般有准同步并列、自同步并列和非同步并列。

(1) 准同步并列。在实现并列时要求并列断路器两侧系统（或发电机组）的频率基本相同、两侧电压差和电压相角差不超过允许值。这是最主要的一种并列方式。

(2) 自同步并列。在相序正确的条件下，起动未加励磁的发电机，当转速接近同步转速时投入发电机断路器，将发电机接入系统，然后再加励磁，在原动机转矩、异步转矩、同步转矩的作用下，发电机被拖入同步。这种方式只在电力系统异常，要求快速并入水轮发电机组的特殊情况下才采用。

(3) 非同步并列。两个弱联系的电力系统解列后不检定同步而利用非同步重合闸自动合入断路器，系统的两部分在同步功率和异步功率的作用下恢复同步。采用非同步重合闸必须满足规定的技术条件，一般极少运用。

系统间并列及大型发电机组与系统并列时，为防止可能引起的系统不稳定和电气元件过负荷等问题，应事先进行各种计算；当电力系统运行方式有变化时，应另行计算。

解列　有正常解列和事故解列两种情况。正常解列时，为避免解列后任一系统出现低频率或低电压，在解列前要将连接两个系统的联络线的有功功率和无功功率调整到零。发电机与系统解列时也要先将发电机所发功率降低到允许值，而后才能解列。事故解列包括发电机因故障跳闸解列和电力系统事故解列。一般，电力系统应在适当地点设置若干装有自动解列装置的解列点。当发生稳定破坏时，电力系统能自动解列为若干供需可以平衡而又各自保持同步运行的部分，防止事故扩大而造成系统崩溃。

bofen fuyong

波分复用　（wavelength division multiplexing）　见光纤通信。

boxing zhiliang

波形质量　（wave form quality）　电压和电流波形的正弦形程度。它是电能质量的一个重要技术指标。电力系统中理想的电压和电流是频率为工频的正弦波（即基波），但由于电力系统中大量电力电子换流设备以及其他各种非线性负荷的出现，使电压和电流波形发生畸变。波形畸变类型主要有谐波、间谐波、高频（50 次谐波以上）电压分量、换相缺口和直流分量五种。

谐波　电流和电压波形中，频率为基波整数倍的分量。谐波频率对基波频率的整数倍数称为谐波次数。对周期性的非正弦电量进行傅里叶级数分解，可得到基波和大于基波频率的谐波电量。谐波是正弦波，各次谐波具有不同频率、幅度与相角。频率为基波频率奇数倍的谐波被称为奇次谐波；频率为基波频率偶数倍的谐波被称为偶次谐波。

为了表示畸变波形偏离正弦波形的程度，最常用的特征量有谐波含量、总畸变率和谐波含有率。谐波电压含量就是各次（一般指 50 次及以下）谐波电压的平方和开方，其表达式为 $U_H=\sqrt{\sum_{h=2}^{50}U_h^2}$；谐波电压总畸变率为 $THD_U=\frac{U_H}{U_1}\times 100\%$；第 h 次谐波电压含有率为 $HRU_h=\frac{U_h}{U_1}\times 100\%$。

同理可以写出谐波电流的相应表达式 I_H、THD_I、HRI_h。

为了保证各种电气设备的正常运行，必须限制电压和电流的正弦波形畸变率在允许的范围内。中国国家标准 GB/T 14549《电能质量　公用电网谐波》中，规定了电力系统电压正弦波形畸变率的限值，见表 1。

表 1　公用电网谐波电压限值

电网标称电压 (kV)	电压总谐波畸变率 (%)	各次谐波电压含有率(%)	
		奇次	偶次
0.38	5	4	2
6 或 10	4	3.2	1.6
35 或 66	3	2.4	1.2
110	2	1.6	0.8

为了控制电力系统的谐波电压，必须限制每个谐波源注入电力系统的谐波电流，因此又规定了用户非线性用电设备注入电力系统的谐波电流允许值，见表 2。

谐波源　主要有具有铁芯结构的电气设备、晶闸管换流装置、电弧、家庭和办公用电器、电力系统不对称运行或不对称故障五种。

(1) 具有铁芯结构的电气设备，如电力变压器、静止补偿装置的铁芯电抗器等。在电压偏高时，由于铁芯磁饱和的非线性特性引起高次谐波电流注入电网，使电网的电压波形发生畸变。对于换流变压器，由于直流偏磁增加铁芯的饱和程度，产生的高次谐波就更为严重。

（2）晶闸管换流装置。它们的电流或电压波形不是正弦的，特别是高压直流输电的换流站、电气机车负荷，以及广泛应用于工业生产的整流设备和变频设备，对系统的电压波形质量都有显著的影响。

表 2 注入公共连接点的谐波电流允许值

标称电压 (kV)	基准短路容量 (MVA)	谐波次数及谐波电流允许值 (A)											
		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
0.38	10	78	62	39	62	26	44	19	21	16	28	13	24
6	100	43	34	21	34	14	24	11	11	8.5	16	7.1	13
10	100	26	20	13	20	8.5	15	6.4	6.8	5.1	9.3	4.3	7.9
35	250	15	12	7.7	12	5.1	8.8	3.8	4.1	3.1	5.6	2.6	4.7
66	500	16	13	8.1	13	5.4	9.3	4.1	4.3	3.3	5.9	2.7	5.0
110	750	12	9.6	6.0	9.6	4.0	6.8	3.0	3.2	2.4	4.3	2.0	3.7

注：标准中第 14～25 次谐波电流允许值在本表中略去。

（3）电弧。其非线性特性引起高次谐波。工业电弧炉、电弧焊以及汞弧灯、日光灯等负荷的电弧燃烧是不稳定的，电弧电阻与通流情况有关（如电流增大，电阻迅速下降），它所产生的高次谐波规律十分复杂。

（4）家庭和办公用电器，如电视机、空调、电冰箱、电子节能灯、计算机等。这些电器单台容量虽小，但这类负荷量大面广，对低压配电网的谐波水平有明显的影响。

（5）电力系统不对称运行或不对称故障。系统不对称运行时，在同步电机的定子绕组中有负序电流通过，在电机定子侧将会出现一系列的奇次谐波电流。若系统中发生了突然不对称故障，在故障初始阶段，定子绕组中的直流分量电流还将引起一系列的偶次谐波分量。

谐波的危害　谐波电流使电网电压波形发生畸变，会给电气设备及其运行带来一系列严重危害。

（1）系统中存在谐波时，可能产生局部的并联或串联谐振，放大了谐波水平，导致谐振支路中的设备因过电压和过电流而损坏。

（2）谐波引起设备的附加损耗，降低其使用效率。谐波的存在，对电容器组的影响最为严重。随着频率的提高，电容器组的介质损耗会明显增加。电容器组中额外的附加介质损耗为

$$\Delta P = \sum_{h=2}^{\infty} C\tan\delta_h \omega_h U_h^2$$

式中 $\tan\delta_h$ 为介质损耗系数；U_h 为 h 次谐波电压有效值；C 为电容器电容量；ω_h 为 h 次谐波电压的角频率。对于输电线路，由于谐波频率高和趋肤效应的原因，使线路电阻增加，因此引起附加的线损。同时变压器、电机等设备都会因谐波电流引起一定的附加铜耗和铁损，产生过热或局部过热现象。

（3）加速绝缘老化，缩短设备寿命。在谐波作用下，绝缘老化物理过程显著加剧，这对电动机、电容器、电缆等设备危害很大。

（4）谐波会导致电力系统运行出现某些不正常的工作状态：①在超高压长距离输电线路上，较大的谐波电流会使潜供电弧熄灭延缓，导致单相重合闸失败，扩大事故。在消弧线圈接地系统中，较大的谐波分量同样会延迟或阻碍消弧线圈的灭弧作用。②谐波分量较大时，可能使保护装置发生误动或拒动。零序 3 次谐波电流过大，可能引起接地保护的误动作。③谐波引起仪表计量和测量误差。常用的感应式电能表是按工频正弦电压波形设计的，其频率特性在偏离 50Hz 时，呈现出负的误差；偏离越远，误差越大。电磁型仪表在高频段误差较大。对于过零检测相位的仪表，引起误差可能更大。

（5）谐波对通信系统的干扰。如果高次谐波的频率接近于载波频率，电力线的载波通信以及远动装置信号的传输就会被干扰。通过电磁和静电感应以及传导耦合等途径，对与架空电力线路平行敷设的通信线路产生干扰，降低电信传输质量。

此外，谐波对晶闸管的触发系统以及控制装置等都会产生影响，导致误动作。谐波分量还使电流过零时的 di/dt 值过大，增加断路器断弧的困难，影响断流能力。di/dt、du/dt 值过大也将导致晶闸管或晶体管故障而损坏。对于一般异步电动机，由于谐波所产生的脉动转矩，还会引起电机振动和噪声。总之，谐波畸变对电力系统运行和电气设备的影响和危害很大，而且范围很广。

抑制谐波的措施　为了改善电力系统的运行工况，提高波形质量，在技术经济条件许可的情况下，必须采取抑制谐波的措施。

（1）增大电网公共连接点（point of common connection, PCC）处的短路容量，降低系统谐波阻抗；

（2）采用交流滤波器和有源滤波器，补偿谐波电流；

（3）增加换流装置的脉波数，减少谐波电流的产生；

（4）在设计和操作中规避并联电容器与系统感抗间的谐振问题；

（5）高压直流输电线路上串联高频阻塞装置，用以阻塞高次谐波的传播。

间谐波　非整数倍基波频率的谐波。这类谐波仍可用傅里叶分析方法求取，但分析的周期采用波动（或调幅波）的周期。例如一个以 10 个工频周期为波动周期的电气量，可以在 200ms 的时间窗口（10×20ms＝200ms）内进行傅里叶分析，得到分辨率为 5Hz（$f = \frac{10^3}{200} = 5\text{Hz}$）的频谱成分，即可以分析出 5、10、15、…、50、55、…、100Hz… 的成分。可以看出，这里有工频成分（50Hz），也有谐波成分（100、150Hz…），还有间谐波成分（5、10Hz…）。另外，工程上常把低于工频（50Hz）的间谐波称为次谐波。

间谐波发生源包括波动负载、电弧类负载、静止变频装置、异步电动机、整周期控制的晶闸管装置、电源信号以及某些铁磁谐振、串补系统中的低频振荡等。因此间谐波在电网中广泛存在。随着分布式电源（见分布式发电）的接入，间谐波的含量还有增大趋势。

间谐波的影响尚在探讨中，已知最主要的影响有：引起电压波动和闪变，无源滤波器的过载（间谐波的谐振放大所致），干扰电力线上控制、保护和通信信号，引起机电系统低频振荡、影响以电压过零点为同步信号的控制设备正常工作等。因此，电网的间谐波电压必须控制在一定水平以下。

间谐波的国际标准尚未统一，中国国家标准 GB/T 24337—2009《电能质量　公用电网间谐波》中的限值见表3和表4。

表3　间谐波电压含有率限值（%）

电压等级	频率（Hz）	
	<100	100～800
1000V及以下	0.2	0.5
1000V以上	0.16	0.4

注：频率800Hz以上的间谐波电压限值在研究中。

表4　单一用户间谐波电压含有率限值（%）

电压等级	频　率（Hz）	
	<100	100～800
1000V及以下	0.16	0.4
1000V以上	0.13	0.32

高频（50次谐波以上）电压分量　现代用电负荷的发展导致供电电压中无用频率成分大为增加，其中电力电子调节模块是主要来源。开关模式电源是最通用的装置，其电流中含有大量谐波和间谐波频率成分，频率范围甚至延拓到50次以上，结果使供电电压中含有相应的高频成分；脉宽调制电压源变流器产生调制频率的成分，一般在2.5kHz范围内，也有更高的离散频率成分。电弧炉是电网中具有连续频谱的谐波和间谐波源，也有50次以上谐波成分。

超过50次的谐波或间谐波，一般影响不大。考虑到电网中谐振放大的危险性，电网中产生附加电能损耗，纹波控制接收机的灵敏性（响应水平低至0.3%），以及1～9kHz及以上电压谐波成分超过0.5%会引起设备噪声（具体取决于频率、幅值以及受影响的设备类型）等因素，对于50次（2.5kHz）以上至9kHz范围内离散频率的单次谐波电压，IEC推荐限值为0.2%；对于某一频带的谐波，推荐以中心频率为 F 的任何200Hz带宽范围内其谐波电压限值 u_b 为0.3%，其表达式为

$$u_b = \frac{1}{U_1} \times \sqrt{\frac{1}{200\text{Hz}} \times \int_{F-100\text{Hz}}^{F+100\text{Hz}} U_f^2 \mathrm{d}f}$$

式中 U_1 为基波电压有效值；U_f 为频率为 f 的电压有效值；F 为频带的中心频率（频带为超过50次以上的谐波）。

以上推荐水平已有一些实际经验为佐证（即超过上列水平引起干扰的实例），但广为适用的兼容水平有待进一步研究。

美国一般将低于200kHz叠加在电压或电流上的高频无用成分统称为噪声（noise），典型的噪声电压幅值小于1%。噪声会干扰微机、程序控制器之类的电子装置，通常用滤波器、隔离变压器和线路调节器（line conditioner）加以抑制。

换相缺口（commutation notch）　电网换相变流器（line commutated convertors）在换相期间，参与换相的两相交流端子被瞬时短路，使变流器阀侧线电压突降到接近于零。由于网侧存在电抗，这一电压突变现象将使电网的不同供电点出现电压缺口。电压缺口的宽度等于换相重叠角，其深度取决于单个供电点的短路阻抗比。

换相引起的电压缺口使电网电压波形突变，可能激发起高频振荡、干扰通信和电子设备的工作。对变流器本身，若缺口宽度比触发脉冲的宽度还要宽，则会造成触发失败，使逆变器故障和整流器工作不稳定。换相缺口在低压配电系统中尤为明显。换相缺口也是电压的周期性畸变，有的国家用缺口的深度和宽度来限制其危害，例如美国 IEEE std 519—2005《电力系统中谐波控制推荐规程和要求》中提出了低压公共连接点处电压换相缺口的推荐限值（见表5）。

表5　换相缺口推荐限值

缺口参数	特殊应用	常规系统	专用系统
缺口深度	10%	20%	50%
缺口面积（A_N）	16400	22800	36500

注：1. A_N 值仅用于480V系统，若用于其他电压V时，应乘以V/480；
2. A_N 指额定电压和电流下的伏-微秒（V-μs）值；
3. 特殊应用包括医院和机场；
4. 专用系统指专门供电给某个指定用户或负荷。

直流分量　在交流系统中出现直流电压或电流。公用电网中直流成分一般很小，可以忽略，但若接入某些非对称的可控负荷或利用大地作为直流输电线以及发生地磁暴时，直流电流可能较大，造成危害。直流电压大小与直流电流以及所考虑的电网接入点的电阻有关，直流输电的地中直流电流对地下金属物体的电解腐蚀比交流下严重得多，这在设计时应加以注意。地磁干扰就是由于地球磁场变化引起地磁感应电流（geomagnetically induced current，GIC）在电力系统中流动。GIC的主要来源是太阳。

GIC基本上是准直流现象（频率范围几毫赫兹），当存在以下一或两个条件时，GIC和电力设施间可以发生大的耦合：①地电阻率高；②系统至少在两点以低电阻接地。通常，全接地或有效接地电力系统（见电力系统中性点接地方式）的长输电线会受到较大的地磁感应电流（每相几十安培）干扰。

GIC的主要影响是：①GIC流过变压器线圈，使铁芯过饱和，使变压器可能因过热损坏，电压和线路电流畸变，流过电网的无功功率被扰乱；②由于谐波，控制装置和继电器也可能受干扰；中性点不接地的设备也可能因谐波而运行不正常，引起线路和变压器断开。

参考书目

IEC 61000-2-12：2003，Electromagnetic compatibility (EMC)—Part 2-12：Environment-Compatibility levels for low-frequency conducted disturbances and signalling in public medium-voltage power supply systems (International standard).

caiwu pingjia

财务评价 (financial evaluation) 计算项目范围内的财务效益和费用、盈利能力和清偿债能力，分析项目财务可行性的工作。财务评价按照国家现行财税制度和价格体系，从项目的角度出发，在确定的建设方案、投资估算和融资方案的基础上进行。

电力建设项目一般都要进行财务评价。对于一般电源项目，要按照接入电网的电源设备利用小时数，计算出该电源的上网电价，如果上网电价低于当地电源标杆电价，说明电源具有较好的财务可行性。对于远距离输电工程项目，按照输电容量及利用小时数计算出输电电价，若该输电电价加送端电源标杆电价低于受端电网电源标杆电价，说明项目财务上可行。对于抽水蓄能电站及一般电网项目，主要应通过国民经济评价项目的合理性。财务评价通常按还本付息加合理利润计算出项目需要的收入水平，确定需要的容量电价或电量电价（见《综合卷》两部制电价和电量制电价）。

财务评价的主要内容与步骤包括财务评价基础数据与参数选取，销售收入与成本费用估算，财务评价计算，不确定分析等。

财务评价基础数据与参数选取 包括主要投入品和产出品财务价格、税率、利率、汇率、计算期、固定资产折旧率、无形资产和递延资产摊销年限，生产负荷及基准收益率等基础数据和参数。

销售收入与成本费用估算 项目运营期内企业因项目所获得的收入以及企业为项目所付的支出。

销售收入是指销售产品或提供服务所取得的收入。电力建设项目一般分为电源项目和电网项目，电源项目的销售收入主要是售电收入（对应上网电价）及供热收入，电网项目的销售收入主要是售电收入（或过网费收入）及容量电价收入。

成本费用是指项目生产运营付出的各种支出。项目财务评价中，成本与费用按其计算范围可分为单位产品成本费用和总成本费用；按成本与产量的关系可分为固定成本和变动成本；按财务评价的特定要求分为总成本费用和经营成本。

总成本费用估算是指在一定时期（项目评价中一般指一年）为生产和销售产品或提供服务而发生的全部费用估算。财务评价中总成本费用的计算方法有生产成本加期间费用法和生产要素估算法。

生产成本加期间费用法的表达式为

$$\text{总成本费用} = \text{生产成本} + \text{期间费用} \tag{1}$$

其中：生产成本＝直接材料费＋直接燃料和动力费＋直接工资或薪酬＋其他直接支出＋制造费用

期间费用＝管理费用＋利息支出＋营业费用

生产要素估算法的表达式为

$$\begin{aligned}\text{总成本费用} = {} & \text{外购原材料、燃料及动力费} \\ & + \text{工资或薪酬} + \text{折旧费} \\ & + \text{摊销费} + \text{修理费} + \text{利息支出} \\ & + \text{其他费用}\end{aligned} \tag{2}$$

财务评价计算 财务评价计算包括编制财务评价报表、盈利能力分析和偿债能力分析。

编制财务评价报表 编制财务现金流量表、损益和利润分配表、资金来源与运用表、借款偿还计划表等财务评价报表。

盈利能力分析 在编制现金流量表的基础上，计算财务内部收益率、财务净现值、投资回收期等指标。其中财务内部收益率为项目的主要盈利性指标，其他指标可根据项目特点及财务评价的目的、要求等选用。

（1）财务内部收益率（$FIRR$）。财务内部收益率是使项目整个计算期内各年净现金流量现值累计等于零时的折现率，它是评价项目盈利能力的动态指标。计算公式为

$$\sum_{t=0}^{n}(CI-CO)_t(1+FIRR)^{-t}=0 \tag{3}$$

式中 CI 为现金流入量；CO 为现金流出量；$(CI-CO)$ 为第 t 年的净现金流量；$FIRR$ 为财务内部收益率；n 为方案计算期。

（2）财务净现值（$FNPV$）。财务净现值是指按基准收益率计算的项目计算期内各年净现金流量的现值之和。计算公式为

$$FNPV=\sum_{t=0}^{n}(CI-CO)_t(1+i_c)^{-t} \tag{4}$$

式中 CI 为现金流入量；CO 为现金流出量；$(CI-CO)$ 为第 t 年的净现金流量；i_c 为基准收益率；n 为方案计算期。

财务净现值是评价项目盈利能力的绝对指标，它反映项目在满足基准收益率要求的盈利之外，获得的超额盈利的现值。财务净现值等于或者大于零，表明项目的盈利能力达到或者超过按基准收益率计算的盈利水平。

（3）投资回收期（P_t）。是指以项目的净收益偿还项目投资所需要的时间，一般以年为单位，并从项目建设开始时算起，若从项目投产时算起，应予以注明。其计算公式为

$$\sum_{t=0}^{P_t}(CI-CO)_t=0 \tag{5}$$

投资回收期越短，表明项目的盈利能力和抗风险能力越高。

偿债能力分析 根据有关财务报表，计算借款偿还期、利息备付率、偿债备付率等指标，评价项目借款偿债能力。

（1）借款偿还期。是指在有关财税规定及企业具体财务条件下，项目投产后可以用作还款的利润、折旧、摊销及其他收益偿还建设投资借款本金（含未付建设期利息）所需要的时间，一般以年为单位。计算公式为

借款偿还期＝借款偿还后开始出现盈余年份
－开始借款年份＋当年借款额/

当年可用于还款的资金额

（2）利息备付率。是指企业经营业务收益与利息费用的比率，用于衡量企业支付利息的能力。没有足够的息税前利润，资本化利息的支付就会产生困难。

利息备付率＝息税前利润/当期应付利息费用

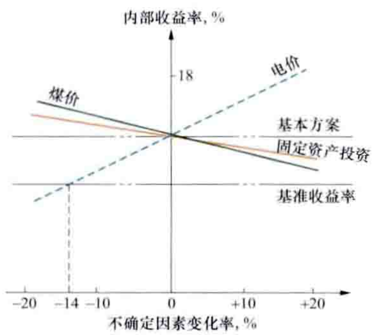
息税前利润＝利润总额＋利息

（3）偿债备付率。是指在债务偿还期内，可用于计算还本付息的资金与当年应还本付息额的比值。从偿债资金来源的充裕性角度反映偿付债务本息的能力。

偿债备付率＝（息税前利润＋折旧＋摊销－所得税）/应还本付息额

不确定性分析 项目评价所采用的数据大部分来自估算和预测，有一定的不确定性。为了分析不确定因素对经济评价指标的影响，需要进行不确定性分析，估计项目可能存在的风险，考察项目的财务可靠性。根据拟建项目的具体情况，有选择地进行敏感性分析和盈亏平衡分析。

敏感性分析 通过分析、预测项目主要不确定性因素的变化对项目评价指标的影响，找出敏感性因素，分析评价指标对该因素的敏感程度，并分析该因素达到临界值时项目的承受能力。如图所示，在电力项目中，一般将电价、发电量或输电量（或利用小时数）、煤价、建设投资等作为考察的不确定因素，将财务内部收益率作为最主要的评价指标。



单因素敏感性分析图

（1）敏感度系数。单因素敏感性分析可用敏感度系数表示项目评价指标对不确定因素的敏感程度。计算公式为

$$E=\Delta A/\Delta F \tag{6}$$

式中 ΔF 为不确定因素 F 的变化率，%；ΔA 为不确定因素 F 发生 ΔF 变化率时，评价指标 A 的相应变化率，%；E 为评价指标 A 对于不确定因素 F 的敏感度系数。

（2）临界点。是指项目允许不确定因素向不利方向变化的极限值。超过极限，项目的效益指标将不可行。在电力项目中，电价低于或煤价高于某一值，项目的财务内部收益率低于行业内部收益率，项目由可行变为不可行。

盈亏平衡分析 将产量或者销售量作为不确定因素，求取盈亏平衡时临界点所对应的产量或者销售量。盈亏平衡点越低，表示项目适应市场变化的能力越强，抗风险能力也越强。盈亏平衡点常用生产能力利用率或者产量来表示。

用生产能力利用率表示的盈亏平衡点（BEP）为

BEP（%）＝年固定总成本/（年销售收入－年变动成本－年销售税金及附加－年增值税）×100%

用生产量表示的盈亏平衡点 BEP（产量）为

BEP（产量）＝年固定总成本/（单位产品销售价格－单位产品变动成本－单位产品销售税金及附加－单位产品增值税）

参考书目

国家发展改革委，建设部．建设项目经济评价方法．3版．北京：中国计划出版社，2006.

changguocheng wending jisuan

长过程稳定计算 （long-term stability analysis）

电力系统受到严重扰动后较长过程的稳定性计算。计算中要计入在一般暂态稳定计算中不考虑的电力系统慢速动态元件特性，包括继电保护系统、自动控制系统、发电厂热力系统和水力系统以及核反应系统的动态响应等。长过程稳定计算的时间范围可从几十秒到几十分钟甚至数小时。

电力系统遭受扰动后的暂态过程一般在扰动后10s左右结束。然而在严重故障或连锁反应故障的冲击下，系统发电和负荷之间的有功功率或无功功率可能出现长期持续偏移的不平衡状态，引起系统电压、频率等电气量和原动机系统变量的长期变化过程，并最终导致系统失去稳定。电力系统长过程不稳定一般不直接导致负荷损失，而是激发一系列连锁过程引起系统解列（见并列与解列），形成孤岛，失去电源，并最终发展成自动低频减负荷、自动低压减负荷或整个孤岛崩溃的损失负荷停电事件。

电力系统复杂的长时间动态过程中混合着快速动态过程和慢速动态过程。系统受扰动后，有的元件响应速度很快，时间常数只有几十毫秒，在数秒内即可达到相对稳定的控制状态，如直流控制系统、电力电子装置等；有的元件响应速度较慢，需要数十秒甚至几分钟才有反应，如火电厂的锅炉控制系统、自动发电控制系统等。因此，电力系统的长过程稳定计算是典型的刚性动态系统的计算问题，要采用适用于刚性动态系统的数值积分算法，一般为具有自动变步长的隐式积分算法。通用的暂态稳定计算程序一般不设置详细的长过程动态元件模型，在暂态稳定过程中，系统的刚性不太明显，采用的数值积分算法一般不考虑系统的刚性问题，所以暂态稳定程序通常不能适应长过程稳定计算的要求。

因此，具有能够处理电力系统快速动态过程和慢速动态过程的复杂模型和计算方法的长过程稳定计算程序是电力系统计算分析和仿真试验所需要的。

计算目的和应用范围 电力系统长过程稳定计算主要用来分析电力系统较长时间的动态过程，其主要应用范围包括：

（1）复杂和严重事故的事后分析，以了解事故发生的本质原因，研究防止连锁故障引起大面积停电等反事故措施。

（2）电压稳定性分析，研究电力系统电压稳定性的机理和防止电力系统电压崩溃的有效措施。

（3）在电网规划设计阶段，分析系统薄弱环节，考核系统承受严重故障的能力，研究防止发生恶性事故的措施。

（4）研究事故的发展过程和训练运行人员紧急处理能力。

（5）研究和制定低频减负荷策略、低压减负荷策略。

（6）研究紧急无功功率支援的有效性。

（7）研究旋转备用和旋转备用机组的安排和分布。

（8）研究自动发电控制（automatic generation control，AGC）策略。

（9）研究自动电压控制（automatic voltage control，AVC）策略。

（10）锅炉控制系统（包括反应堆）和发电厂辅助设备在大干扰后的响应对发电厂运行特性的影响，协调发电厂的控制与保护系统。

（11）研究新能源发电（例如风电的随机波动性）对电力系统的影响。

（12）机网协调分析，合理配置和优化发电机组继电保护和自动装置的参数与定值，特别是涉网保护和安全自动装置之间的配合关系。

数学模型　电力系统长过程稳定计算的数学模型可写为

$$\left.\begin{aligned}\frac{d\boldsymbol{x}}{dt} &= \boldsymbol{f}(\boldsymbol{x},\boldsymbol{y},t)\\ \boldsymbol{0} &= \boldsymbol{g}(\boldsymbol{x},\boldsymbol{y})\end{aligned}\right\}$$

式中 $\boldsymbol{x}$ 表示元件的状态变量，由长过程计算中应考虑的各种动态元件决定；$\boldsymbol{y}$ 表示电力系统的运行变量。微分方程表示电力系统动态元件特性，是系统的状态方程；代数方程表示电力系统静态元件特性，是系统的网络方程。

长过程稳定计算程序除了一般暂态稳定计算的模型外，还应具备原动机和发电厂供能系统模型、广泛的保护和控制系统模型，以及运行人员的控制操作，主要包括发电机和励磁系统保护与控制、电网保护与控制、原动机/发电厂供能系统保护与控制、运行人员的操作控制。

（1）发电机和励磁系统保护与控制：①低励磁限制器；②过励磁限制器；③电压/频率限制器和保护。

（2）电网保护与控制：①输电系统继电保护；②变压器带负荷调压控制和无功补偿控制；③配电系统电压调节器；④低频率减负荷继电器和低电压减负荷继电器。

（3）原动机/发电厂供能系统保护与控制：①汽轮机过速控制和保护；②汽轮机低频保护；③锅炉/反应堆控制和保护；④水力系统模型及水轮机控制和保护；⑤自动发电控制。

（4）运行人员的控制操作：①调度人员的控制操作；②发电厂运行人员的控制操作；③运行人员手动切负荷。

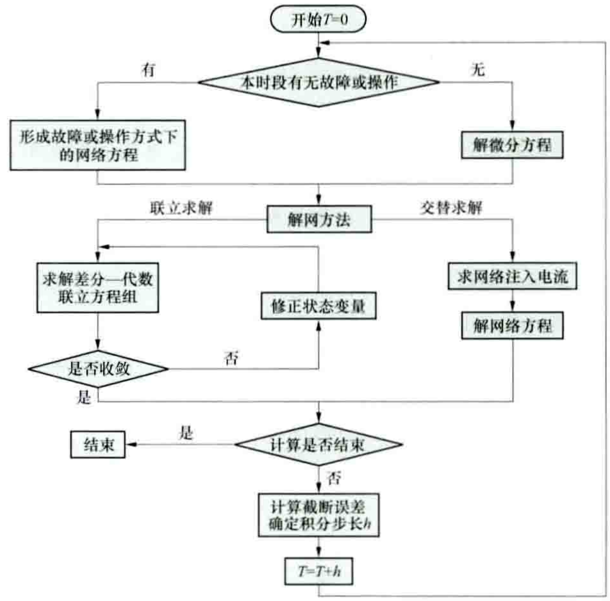
另外，还要考虑发电厂的辅机系统、变压器的饱和、电动机负荷对异常电压和频率的响应特性，以及异常频率对输电网络、同步电机定子回路、无功补偿装置的影响。

计算方法和程序　电力系统长过程稳定计算统一求解电力系统的快速动态过程和慢速动态过程。其系统动态元件的时间常数从几十毫秒到 100s 以上，是典型的刚性动态系统。一般需要采用数值计算的隐式积分算法。为避免计算时间过长，还必须采用自动变步长计算技术。

与电力系统暂态稳定计算一样，电力系统长过程稳定计算就是通过联立求解系统微分方程组和代数方程组，以获得电力系统长过程动态稳定的时域解。

微分方程组的求解方法一般采用自动变步长的隐式积分算法，如吉尔（Gear）积分方法、阿达姆斯-BDF（Adams-BDF）混合方法、基于 θ 法的预报－校正方法等，其特点是根据计算的截断误差，自动调整积分步长。积分过程中，当出现快速过程时，积分步长自动减小到小于对应的最小时间常数；随着快速过程的衰减，积分步长逐渐加大。积分步长可以在 1ms～100s 之间变化。代数方程组的求解可以采用直接求解或迭代求解，直接求解一般采用三角分解法求解网络方程；迭代求解一般采用以牛顿法为基础的迭代算法，联立求解差分化的微分方程和代数方程。

长过程稳定计算的一般步骤如图所示。



电力系统长过程稳定计算步骤

主要的长过程稳定计算程序有 EUROSTAG 程序、EXTAB 程序、LTSP 程序和 PSD－FDS 程序。

（1）EUROSTAG 程序。由法国电力公司等开发，采用基于 Gear 法的隐式积分和变步长算法，是通用的稳定计算程序，能够模拟暂态稳定、中期和长期动态稳定过程。

（2）EXTAB 程序。由美国通用电气公司和日本东京电力公司共同开发，采用基于 θ 法的预报-校正方法的隐式积分和变步长算法，以及显式积分算法，程序可在两种算法之间进行切换。可模拟电力系统暂态稳定、电力系统电压稳定和长过程动态稳定等多种电力系统稳定过程。

（3）LTSP 程序。由美国电力科学研究院开发，采用固定步长的隐式积分算法，在中期稳定计算程序 ETMSP 的基础上，增加了详细的火电厂锅炉模型、核电厂反应堆模型和燃汽轮机模型。

（4）PSD-FDS 程序。由中国电力科学研究院开发，采用固定步长的梯形积分法和变阶变步长的 Gear 法相结合的组合数值积分算法，固定步长和变步长两种方法在仿真中依据一定的策略自动切换，能够将电力系统的机电暂态、中期和长期动态过程统一起来进行数字模拟。

此外，还有日本三菱电机的 ADVANCE 程序、美国 PTI 公司的 PSS/E 程序、捷克电力公司的 MODES 程序等都具有某些长过程稳定计算功能。

发展趋势　随着电力系统的发展，对电力系统数字仿真提出了更高的要求，长过程稳定计算在以下几个方面有待进一步研究开发：①深入研究电力系统元件的长过程动态特性及其数学模型和参数识别，并建立相应的数学模型和参数数据库。②进一步研究电力系统长过程稳定计算的数值计算方法，开发高效稳定的电力系统长过程稳定计算程序。③提高长过程稳定计算程序的计算速度，以便在实时和在线分析领域得到应用。④开发计算输出结果的辅助分析工具。

参考书目

CIGRE Technical Brochure WG 38.02.08. Tools for Simulating Long Term Dynamics. ELECTRA, No.163, 1995.

Praha Kundur. Power System Stability and Control. McGraw-Hill, 1994.

chaochang zhanju guangchuanshu

超长站距光传输 (ultra-long haul optical transmission)

采用光信号放大、前向误码纠错、非线性抑制、超低损耗光纤、色散补偿等相关技术，实现超长距离无中继的光传输技术。导致传输距离受限的主要因素是光信噪比（optical signal noise ratio, OSNR）、非线性和色散性能。

超长站距光传输技术主要适用于单跨距离过长，仅采用标准单模光纤和常规光放技术不能够达标开通，且不适宜设置中继站的光传输系统。该技术的应用可以减少中继站的数量，降低工程造价，减少运维成本，降低运维中巡检交通、导引光缆、供电设施、防灾防盗等一系列问题引起的安全风险，减少通信系统故障环节，对远距离输电系统尤其是直流和特高压输电系统的配套光通信工程具有极为重要的实际意义。

关键技术 超长站距光传输系统中改善性能的关键技术主要有光放大技术、前向误码纠错（forward error correction, FEC）技术、色散补偿技术、非线性抑制技术以及超低损耗光纤技术等。

光放大技术 超长站距光放大技术有常规掺铒光纤放大技术、拉曼放大技术、遥泵放大技术（见光放大器）。

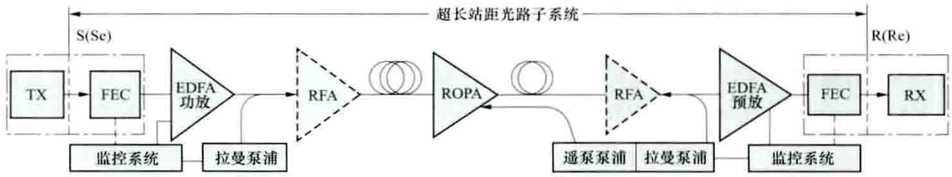
前向误码纠错技术 前向误码纠错由编码器将待传输的数据信息按一定规则产生监督码元，形成有纠错能力的码字，接收端的前向误码纠错译码器将收到的码字序列按规定的规则译码，当检测到接收码组中有错误时，译码器就对其差错进行定位并纠错。前向误码纠错技术一般分为带内前向误码纠错和带外前向误码纠错两种。带内前向误码纠错是指利用信道本身未使用的传输开销字节作为前向误码纠错编码字节，进行FEC编码后，信道码元速率不变；带外前向误码纠错是在标准速率带外增加开销来装载前向误码纠错冗余字节并形成信道帧，是以提高传输速率为代价来获得更佳纠错性能的技术。

色散补偿技术 色散会导致信号脉冲在传播的过程中变形和失真，造成码间串扰，最终限制系统的总体性能。光信号脉冲在正色散光纤中传输被展宽，在负色散光纤中传输被压缩。广泛采用的标准单模光纤都是正色散的，可采用负色散的色散补偿光纤（dispersion compensating fiber, DCF）或啁啾布拉格光栅的色散补偿模块等技术手段进行色散补偿。

非线性抑制技术 如果信号功率超过一定阈值，光纤中就会出现非线性现象，光纤中典型的非线性主要分为克尔效应（包括自相位调制、互相位调制、四波混频等）和散射效应（包括受激布里渊散射和受激拉曼散射），其中受激布里渊散射阈值最低。受激布里渊散射效应使得很强的前向传输信号光转化为后向传输，由于前向传输功率已经饱和，将导致后向传输功率急剧增加。受激布里渊散射等非线性效应将使得光通道代价增大，可采取对信号光源做附加调制或对外调制器做附加调相等非线性抑制技术，改变信号功率谱密度，使入射光的谱宽增大，从而提高阈值门限，增加信号光入纤功率。

超低损耗光纤 符合国际电信联盟电信标准化部（International Telecommunication Union Telecommunication Standardization Sector, ITU-T）G.652标准，在波长1550nm处典型损耗值比普通G.652光纤具有更低的衰减值和更高的非线性阈值的纯硅纤芯光纤（见超低损耗光纤）。

超长站距光路子系统 如图所示，超长站距光路子系统是指信号发信机输出口S点（或其等效点Se点）和信号接收机输入口前R点（或其等效点Re点）间的光传输系统。光路子系统根据传输跨距、速率和波数的不同，由上述关键技术的不同组合构成。



超长站距光通信系统

EDFA—掺铒光纤放大器；ROPA—遥泵放大器；RFA—拉曼放大器

对光路子系统运行状况进行监测和控制的系统，可以实时监测所有受监测设备并形成完整的系统拓扑图，能够监测、识别、存储被测设备告警及其性能值，有利于提高光路子系统运行可靠性和可维护性。

发展展望 随着科技的不断进步，将基于最佳接收机理论并在数字无线通信中广泛应用的相干传输技术，借鉴、移植到光域中发展应用的相干光传输技术，具有灵敏度高、选择性好、适于携带多维度（幅度、频率、相位偏振等）特征的调制方式和采用基带电域算法实现信道均衡补偿等一系列特点，将进一步改善超长距光传输系统的性能。

参考书目

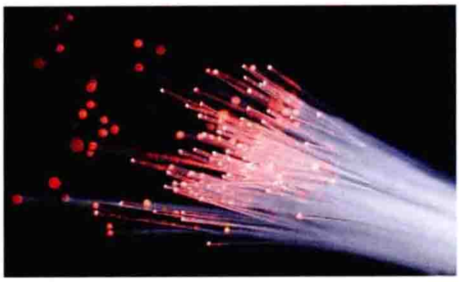
龚倩，等．高速超长距离光传输技术．北京：人民邮电出版社，2005.

chaodi sunhao guangxian

超低损耗光纤 (ultra low loss optical fiber) 满足国际电信联盟电信标准化部（International Telecommunication Union Telecommunication Standar dization Sector, ITU-T）G.652标准、在1550nm附近损耗0.168dB/km左右、用于陆上300km以上超长站距光传输的光导纤维。光纤损耗是指每单位长度光纤的光传输衰减，单位是dB/km，它的大小直接影响光信号的传输距离或光通信中继站的间隔距离。

超低损耗光纤如图所示，其利用纯硅纤芯最大限度降低了光纤的本征衰耗（见光纤通信），使得在1550nm传输窗口的损耗典型值降低到了0.168dB/km，比普通G.652光纤低0.02～0.03dB/km，接近G.654海底光纤0.160dB/km的水平，而价格方面则比G.654海底光纤具有较大优势。此

外，超低损耗光纤还具有更低的偏振模色散，更适合用于高速率系统的光传输。



超低损耗光纤

2011年，在中国青藏电力联网工程中，第一次使用超低损耗光纤，实现了沱沱河中继站—安多中继站段2.5Gbit/s速率下295km的无中继光传输；2013年，新疆与西北主网联网750kV第二通道工程中，实现了沙州变电站—鱼卡开关站2.5Gbit/s速率下346km的无中继光传输。

在电力系统中，超低损耗光纤主要用于超长站距光传输，用以减少光通信中继站的设置，也适用于因环境原因无法建设中继站的情况。对于以上情况，电力信息通信专业也在探索采用塔内光中继技术解决问题，在哈密南—郑州±800kV特高压直流输电工程中，所搭建的塔内光中继试验系统实现了10Gbit/s速率下442km的无电中继超长距离光传输。

chaoduanbo tongxin

超短波通信 (very high frequency communication)

利用超短波频段的无线电波传送信息的无线电通信。超短波波段的波长范围为1～10m，对应的频率范围为30～300MHz，为甚高频（very high frequency，VHF）频段，故又叫甚高频通信。由于微波低端的特高频（ultra high frequency，UHF）中300～1000MHz这部分频段的传播特点及应用范围与VHF大致相同，因此广义的超短波通信的频段范围包括VHF全部频段和UHF低端部分频段。

超短波传播主要靠空间波直线传播，也有一定的绕射能力，但随着波长的缩短，绕射能力越来越弱，因此在这一波段中的通信主要是视距通信和视距中继通信。此外，超短波还有其他的传播方式，如对流层散射传播、电离层散射传播、流星余迹散射传播、月球表面反射传播、太阳反射传播和人造地球卫星转发等，利用这些方式可以进行超视距及远程的通信。超短波适合采用高增益的线状天线进行全向辐射。利用超短波的绕射和反射能力，可进行广播和移动通信。

超短波通信主要有以下特点：①超短波通信利用视距传播方式，比短波天波传播方式稳定性高，受季节和昼夜变化的影响小；②天线可用尺寸小、结构简单、增益较高的定向天线，可用功率较小的发射机；③频率较高，频带较宽，能用于多路通信；④调制方式通常用调频制，可以得到较高的信噪比，通信质量比短波好。

超短波通信系统由终端站和中继站组成。终端站装有发射机、接收机、载波终端机和天线。中继站则仅有通达两个方向的发射机和接收机，以及相应的天线。

超短波通信可分为空间和地面、固定和移动等多种类型。在电力系统中，主要为地面的固定通信和移动通信，其中，固定通信有简单的点对点通信、点对点中继通信、一点对多点通信、散射通信等；移动通信则有无线寻呼、无绳电话、无线对讲机、常规式和集群式移动电话等。超短波通信可以作为一种应急通信手段，提升电力系统应急通信保障能力。除了电话业务外，超短波通信也可以用于监控与数据采集（supervisory control and data acquisition，SCADA）等。在其他行业，超短波通信可用于雷达、导航等，应用最广泛的是广播电视和蜂窝通信如全球移动通信系统（global system for mobile communication，GSM）、码分多址（code division multiple access，CDMA）等。

参考书目

王坦．短波通信系统．北京：电子工业出版社，2012.

chaofanweishi yu qianfanweishi zonglian baohu

超范围式与欠范围式纵联保护 (over-reaching and under-reaching pilot protection system)

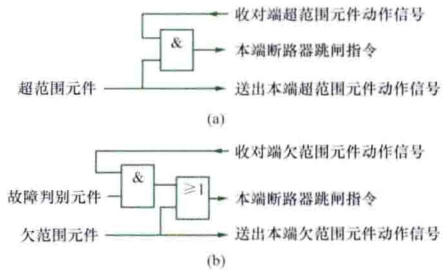
按各端参与比较的故障判别元件保护范围不同而区分的两种方向比较式纵联保护。各端判定正方向故障的范围超出本线路全长者称为超范围式，如采用功率方向元件或方向距离Ⅱ段作为故障方向判别元件；判定的范围不足本线路全长者为欠范围式，如采用方向距离Ⅰ段作为故障方向判别元件。

原理　超范围式和欠范围式纵联保护原理相同，只是所用的判别元件不同，分别是超范围元件和欠范围元件。

（1）超范围式纵联保护：当本线路内部故障时，各端的超范围元件均判定为正方向故障，各端保护同时动作；外部故障时，靠近故障点一端的超范围元件判定为反方向故障，各端保护均不能动作。

（2）欠范围式纵联保护：各端方向判别元件的动作区均不及对端母线，故本线路外部故障时，各端欠范围元件均不动作；当任一端的欠范围元件动作时即可判定为内部故障，令各端保护同时动作。

如图所示，超范围式只在本线路两端的超范围元件同时动作时方能发出断路器跳闸指令；欠范围式的各端除欠范围元件外，还增设灵敏的故障判别元件，以监控对端欠范围元件发来动作指令，从而提高纵联保护工作的安全性。



超范围式与欠范围式纵联保护原理框图
（a）超范围式；（b）欠范围式

特点　超范围式纵联保护的动作判据为各端保护均指示为正方向故障，为“与”输出方式，是典型的方向比较式纵联保护；在欠范围式纵联保护中，各端增设的故障判别元件不要求判定故障的方向或区间，而以本线路任一端保护带方向的欠范围元件动作为判据的“或”输出方式。

主要类型　用于超范围式纵联保护的各端故障方向元件，在本线路末端故障时应保证可靠动作，最为常用的有零序方向过流继电器、负序方向过流继电器与方向距离继电器等。欠范围式纵联保护各端的判定本线路故障元件的保护范围必须大于线路全长的50%（保证本线路故障时至少有一

端的内部故障判别元件动作）而小于100%，主要用方向距离继电器。

主要技术性能　对于超范围式纵联保护，当本线路内部故障时，各端超范围元件动作快速并具有良好的保护电阻性故障的能力，动作可靠性高，但是也增加了外部故障时不必要动作的概率，故安全性较差。欠范围式纵联保护在本线路外部故障时，各端的欠范围元件不动作，并且与增设的故障判别元件无需协调工作，故装置结构简单，安全性较高；但当线路末端附近故障时，必须在收到确证为对侧送来的内部故障信息后才能发出断路器跳闸命令，因而延迟了切除故障的动作时间；对内部故障判别元件保护范围的稳定性要求高，因保护范围小，其相应的保护电阻性故障的能力也较差。

chaogaoya he tegaoya binglian diankangqi xuanze

超高压和特高压并联电抗器选择　(selection of extra and ultra high voltage shunt reactors)　330kV及以上电力系统中并联电抗器的配置及其参数的确定。内容包括并联电抗器的类型、容量、安装地点的确定。

超高压和特高压并联电抗器的类型　按特性分，可分为固定电抗器和可控电抗器。固定电抗器是指在工作过程中电抗值保持不变的电抗器；而可控电抗器是指在工作过程中可以根据实际需要改变电抗值的电抗器。可控高压并联电抗器根据其构成原理不同，可划分为基于磁控原理和基于高阻抗变压器原理两种类型，其中基于高阻抗变压器原理的可控并联电抗器又有分级可控和连续可控两种形式。

可控高压并联电抗器是解决限制过电压和无功调相调压之间矛盾的有效手段之一。可控电抗器在运行期间，无功在一定的范围内实现调节，在一定范围内控制电压，同时它能在故障瞬间调节容量至最大值，限制故障引起的工频过电压。此外，可控电抗器投入运行，使得双回或多回线发生$N-1$故障时，可按其最大的调节范围实现动态无功补偿，提高系统的暂态稳定性。对于系统在各种扰动下出现的振荡也能起到一定的抑制作用，提高系统的动态稳定性。可控高压并联电抗器在国外和国内已有许多应用实例。

国外可控高压并联电抗器的应用。1979年，BBC公司在加拿大魁北克郡洛里埃特德（Loreatid）变电站投运了450Mvar/750kV可控电抗器，安装于变电站母线，为变压器型，采用低压侧相控晶闸管阀连续无功功率控制；2001年，BHEL公司在印度伊塔尔斯（Itarsi）投运了一套50Mvar/420kV变压器型可控电抗器，安装于变电站母线；2003年，白俄罗斯伯劳诺维奇（Baranovichi）变电站投运了180Mvar/330kV磁控式可控电抗器，安装于变电站母线。线路可控并联电抗器在国外还没有工程应用的先例。

国内可控高压并联电抗器的应用。忻州500kV开关站采用高阻抗变压器型分级式可控并联电抗器技术，装置额定电压为550kV，额定容量150Mvar，分为25%、50%、75%、100%四级，安装于变电站母线；江陵500kV换流站采用磁控式可控并联电抗器技术，装置额定电压为550kV，额定容量100Mvar，容量连续可控，安装于线路；甘肃敦煌750kV变电站母线可控高抗设计容量300Mvar，采用分级式可控并联电抗器，如图所示，安装于变电站母线。



甘肃敦煌750kV变电站可控并联电抗器
（中国电力科学研究院　提供）

可控高压并联电抗器还没有应用于特高压输电系统的经验，为此还需对以下问题进行研究：①研究电网（主要是输电线路）的工频过电压、操作过电压和潜供电流情况，提出抑制工频过电压和潜供电流所需的高压并联电抗器容量及中性点接地小电抗值。②研究特高压交流输电线的特性，特高压交流输电系统的运行特点及无功补偿方案。③研究可控电抗器在各种运行方式下对电网的影响，包括可控电抗器调节控制电压的能力，可控电抗器对网损的影响等。④研究可控电抗器对特高压电网暂态及动态稳定性的影响，提出并优化可控电抗器的控制策略和参数。

超高压和特高压并联电抗器的容量　中国超高压和特高压并联电抗器的容量系列如表所示。并联电抗器的容量一般在已有电抗器的容量系列中选择。

超高压和特高压并联电抗器的容量系列

电压等级（kV）	容量系列（Mvar）
330	30、60、90
500	120、150、180
750	180、210、240、300、360、420
1000	600、720、1080

超高压和特高压并联电抗器的安装地点　并联电抗器容量和安装地点的选择应考虑：①对系统工频过电压的限制；②对潜供电流的限制；③避免自励磁的发生；④保证系统无功功率平衡与经济运行；⑤保证系统并列；⑥防止工频谐振过电压的产生；⑦防止分频和高频谐振过电压的产生。

(1) 对系统工频过电压（见电力系统过电压）的限制。装设高压并联电抗器，可以降低空载线路电容效应及不对称故障零序阻抗的影响，在线路一端开路时，降低开断端出现的工频过电压。其容量及安装地点，由所限制的过电压值确定。中国电力行业标准规定：330～1000kV线路工频过电压限制值，在线路侧和母线侧分别为1.4倍和1.3倍最高相电压。

(2) 对潜供电流的限制。为提高单相快速自动重合闸的重合成功率，必须限制潜供电流在一定数值以下。高压并联电抗器可以补偿线路相对地的电容，在中性点经小电抗接地后，还可以补偿相间电容，从而有效地减小潜供电流（见单相重合闸）。根据试验，一般330kV电压等级的潜供电流小于12A，500～1000kV的小于20A才能满足要求。

(3) 避免自励磁的发生。当发电机带空载长线路时，在其感抗大于线路等值容抗的情况下，发电机电流与电压不受

励磁控制而迅速增长，出现自励磁现象。它分为同步自励磁和异步自励磁两种。同步自励磁发生时，电流、电压上升较慢，可以采用自动励磁调节器加以控制。而异步自励磁时电流、电压上升很快，使发电机有发生过电压（见电机自励磁）的危险。接入并联电抗器可以避免发生自励磁，其容量按不发生自励磁的条件来验算。

（4）保证系统无功功率平衡与经济运行。高压并联电抗器除了以上作用外，还可以保证系统的无功功率平衡和经济运行。按限制工频过电压所选的电抗器容量，一般超过按无功功率平衡所需的容量。为保证重负荷时系统维持经济运行，可采用可控高压并联电抗器。（见电力系统无功功率平衡）

（5）保证系统并列。装设高压并联电抗器可以将单机带长线路并网时的电压限制到允许范围之内，中国电力行业标准规定：并列点两侧电压差值不得超过任一侧电压的20%。

（6）防止工频谐振过电压的产生。为防止接有高压并联电抗器的线路，在电源侧发生非全相开断空载线路时可能产生的工频谐振过电压，需要在中性点接有小电抗。其电抗值可与降低潜供电流而用的小电抗之电抗值结合起来考虑，可先按限制潜供电流的要求来选择，再按防止产生工频谐振过电压的条件来校验。（见电力系统过电压、单相重合闸）

（7）防止分频和高频谐振过电压的发生。当超高压输电线上有串联电容及并联电抗器时，如果电抗器线性部分电抗 X_P 与回路容抗 X_C 满足 $\sqrt{\frac{X_P}{X_C}}>3$，以及回路中电阻小于临界电阻时，就有可能产生1/3分频谐振。当从电抗器的端点看入系统的入口阻抗在2倍频率下呈容性，且其值与电抗器2倍频率感抗值接近以及回路损耗足够小时，有可能发生二次谐波谐振。试验表明，并联电抗器的伏安特性越饱和，越容易激发非线性谐振。世界上先进国家电抗器的伏安特性已可达到1.5倍额定电压及以下保持线性，在1.5倍以后的斜率为1.5倍以前的2/3，有利于防止发生非线性谐振。（见电力系统过电压）

chaogaoya jiaoliu shudian xitong

超高压交流输电系统

（extra-high voltage AC transmission system）　使用交流超高电压等级输送电能的电力输送系统。交流超高电压是指330～765kV的电压等级，即330（345）、400（380）、500（550）、750（765）kV等各种电压等级。超高压输电是发电容量和用电负荷增长、输电距离延长的要求，是电力工业发展水平的重要标志之一。现代大容量水电站、火电厂、核电站、风电场以及电站群不断兴建，而这些电源又往往远离负荷中心，只有采用超高压输电才能有效而经济地实现输电任务。另外，大电力系统之间的互联也需要超高压输电来完成。超高压交流输电线路的传输容量和传输距离见表1所列。

发展历史　超高压交流输电始于20世纪50年代。1952年瑞典首先建成了380kV超高压输电线路，由哈什普龙厄到哈尔斯贝里，全长620km，输送功率450MW。1956年，苏联从古比雪夫到莫斯科的400kV线路投入运行，全长1000km，并于1959年升压至500kV，为世界范围内首次使用500kV输电。1965年加拿大首先建成735kV的输电线路。1969年美国也实现了765kV的超高压输电。

表1　超高压交流输电线路的使用范围

输电电压（kV）	传输容量（万kW）	传输距离（km）
330	25	500～1000
	50	200～500
500	50	500～1500
	100	250～850
	150	150～650
750	100	900～1700
	150	700～1400
	200	500～1000

中国在1972年建成第一条330kV刘家峡—关中输电线路（见图1），1981年建成第一条500kV平顶山—武昌输电线路，2005年建成第一条750kV官亭—兰州输电线路。截至2012年底，全国330kV等级线路回路长度达22 701km，500kV等级线路回路长度达14.6万km，750kV等级线路回路长度达10 088km，1000kV电压等级线路回路长度639km。中国已形成东北电网、华北电网、华中电网、华东电网、西北电网和南方电网6个跨省的大型区域电网，各区域电网500kV和330kV为骨干的超高压交流输电网架结构日趋完善，220kV电网输电作用弱化，西北电网750kV网架快速发展。



图1　330kV刘家峡—关中输电线路（1972年6月建成，是中国第一条330kV超高压输电线路）

特点　与220kV电压等级输电线路相比，超高压输电线路具有传输功率大大增加、减少输电线路走廊占地面积、降低短路电流水平等特点。

（1）传输功率大大增加。输电线路输送功率与其电压、通过的电流、线路损耗等有关，即由功率 $P=3UI\cos\varphi$，导线电阻 $R=\rho l/s$，线损 $\Delta P=3I^2R=P^2\cdot\rho\cdot l/U^2\cos^2\varphi$ 3个表达式表达。不同电压等级经济输送容量与输电线路极限长度的关系如表2所示。

表2　不同电压等级经济输送容量与输电线路极限长度的关系

电压（kV）	导线截面（mm²）	经济输送容量（MW）	输电线路极限长度（km）
110	1×70	14.6	80
220	1×240	92	220～400
330	2×330	380	600～700
500	3×480	940～1250	1000～1200
750	4×712	2700～3000	2000～2200

（2）减少输电线路走廊占地面积。经济性比较显示每提高一个电压等级，走廊输送电能的利用率可提高2～3倍。如美国的765kV输电线路，输送能力相当于5条345kV线路的输送能力，而线路走廊宽度前者仅为60m，后者则要求225m。

（3）降低短路电流水平。在超高压电网发展成熟后，超高压输电系统担负了主要输电任务，将低一等级电压电网解列（见并列与解列）分区运行，并以放射型接入更高一级的电网，能有效降低系统的短路电流水平，使已有断路器的开断能力能满足要求。

（4）提高系统运行经济性。传输同样功率，超高压输电的线损大大降低。每公里的相对投资、每千瓦时电能输送百公里的相对成本以及金属材料消耗量等均有大幅度降低。

（5）输送距离较长时，输送容量受到稳定极限的制约。

（6）超高压交流线路联网时，互联系统的短路容量明显增加，需要装设限流装置或更换具有高一级开断容量的断路器。

主要设备　超高压输电系统结构如图2所示，主要电气设备有升压和降压变压器、输电线、并联电抗补偿器、串联电容补偿器以及图中未示出的电压互感器、电流互感器、避雷器、断路器和隔离开关等。

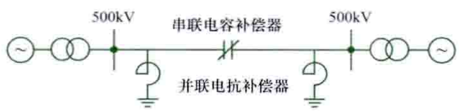


图2　超高压输电系统结构

关键技术　①超高压运行条件下空气及其他介质的绝缘强度特性研究。②输电线路及输电设备绝缘配合与绝缘水平的合理设计。③过电压（包括内部过电压和外部过电压）预测及防护。④解决保持同步发电机并列运行的稳定性问题。⑤各种运行方式下的调压和无功功率补偿。⑥超高压输电线路引起的电磁环境干扰，如电晕放电造成的无线电干扰、电视干扰、可听噪声干扰，以及地面电场强度对人体影响等。超高压输电技术已比较成熟，已被许多国家普遍采用。

发展趋势　超高压交流输电是重要的输电方式，应充分利用输电资源和线路走廊输送更多的电力，降低线路损耗和对环境的影响。发展安全、可靠、灵活开放的输电系统以适应大容量输电和区域电网互联的需要始终是超高压交流输电的努力方向，特别需要发展的技术有：①紧凑型输电技术。采用新型导线，增加分裂导线数、缩短相间距离、合理排列相导线等措施以降低线路波阻抗，从而提高线路输送能力、节省线路走廊的输电技术。②灵活交流输电技术。应用电力电子技术与现代控制技术对交流电力系统的线路阻抗、电压、相位实施连续调节控制，它可以用来对系统的潮流实施灵活控制、大幅度提高线路输送能力、阻尼系统振荡、提高系统稳定水平。③研究采用大截面导线和耐热导线技术，提高线路热容量。

chaoliu jisuan

潮流计算

（load flow calculation）　按给定的电力系统接线方式、参数和运行条件，确定电力系统各部分稳态运行状态参量的计算。系统潮流如图1所示，通常给定的运行条件有系统中各电源和负荷节点的功率、枢纽点电压、平衡节点的电压和相位角；待求的运行状态参量包括各节点的电压幅值和相位角，再利用状态参量计算出流经各元件的功率、网络的功率损耗等。

电力系统潮流计算是研究电力系统稳态运行状态的一种最主要的基本计算。对规划中的电力系统，通过潮流计算可以检验所提出的电力规划方案能否满足各种运行方式的要求；对运行中的电力系统，通过潮流计算可以分析机组发电出力和负荷的变化以及网络结构的改变对系统电压质量和安全经济运行的影响，例如系统中所有母线的电压是否在允许的范围以内，系统中各种元件（线路、变压器等）是否会出现过负荷，以及可能出现过负荷时应事先采取哪些预防措施等。此外，潮流计算的结果为电力系统稳定计算提供初始运行方式；电力系统经济运行和调度自动化的实现，也需要潮流计算来支持。

潮流计算方式分为离线计算和在线计算两种。离线计算主要用于系统规划设计和运行中安排系统的运行方式；在线计算用于正在运行中的系统的经常监视及实时控制。

潮流计算的基本要求　利用计算机进行电力系统潮流计算从20世纪50年代中期就已开始。此后，各种潮流计算方法的发展主要围绕着潮流计算的一些基本要求进行，归纳起来，有计算方法的可靠性或收敛性、对计算机存储量的要求、计算速度、计算的方便和灵活性四方面。

（1）计算方法的可靠性或收敛性。潮流计算在数学上是求解一组多元非线性代数方程组的问题，无论采用什么计算方法都离不开迭代，所以就有计算方法或迭代格式是否收敛，即能否正确地求解的问题。因此，首先要求所选用的方法能可靠地收敛，并给出正确答案。

（2）对计算机存储量的要求。随着电力系统的不断扩大，潮流问题的方程式阶数越来越高，加之描述网络方程的阻抗矩阵是满阵而导纳矩阵是稀疏阵，各种计算方法所占计算机内存相差很大，因此，必须选择占用内存较少的方法才能满足解题规模的要求。

（3）计算速度。在保证可靠收敛的前提下，各种方法的计算速度相差也较大，选用速度较快的方法可大大提高计算效率，并为在线计算创造条件。

（4）计算的方便性和灵活性。电力系统潮流不是单纯的计算，而是一个不断调整运行方式的问题。为了得到一个合理的运行方式，往往需要不断地修改原始数据。因此，要求程序提供方便的人机交互界面，便于数据输入、校核和修改以及结果的分析和处理。

潮流计算的数学模型　电力系统网络方程有导纳矩阵方程和阻抗矩阵方程两种表达形式。

导纳矩阵方程为

$$\sum_{k=1}^{n} Y_{ik}\underline{U}_k = \underline{I}_i \quad (i = 1,2,\cdots,n) \tag{1}$$

阻抗矩阵方程为

$$\underline{U}_i = \sum_{k=1}^{n} Z_{ik}\underline{I}_k \quad (i = 1,2,\cdots,n) \tag{2}$$

利用节点功率与电流之间的关系 $S_i = \underline{U}_i \overset{*}{I}_i$，即 $\underline{I}_i = \overset{*}{S}_i / \overset{*}{U}_i = (P_i - \mathrm{j}Q_i)/\overset{*}{U}_i$，可将式（1）和式（2）分别改写为

$$\sum_{k=1}^{n} Y_{ik}\underline{U}_k = \frac{P_i - \mathrm{j}Q_i}{\overset{*}{U}_i} \quad (i = 1,2,\cdots,n) \tag{3}$$

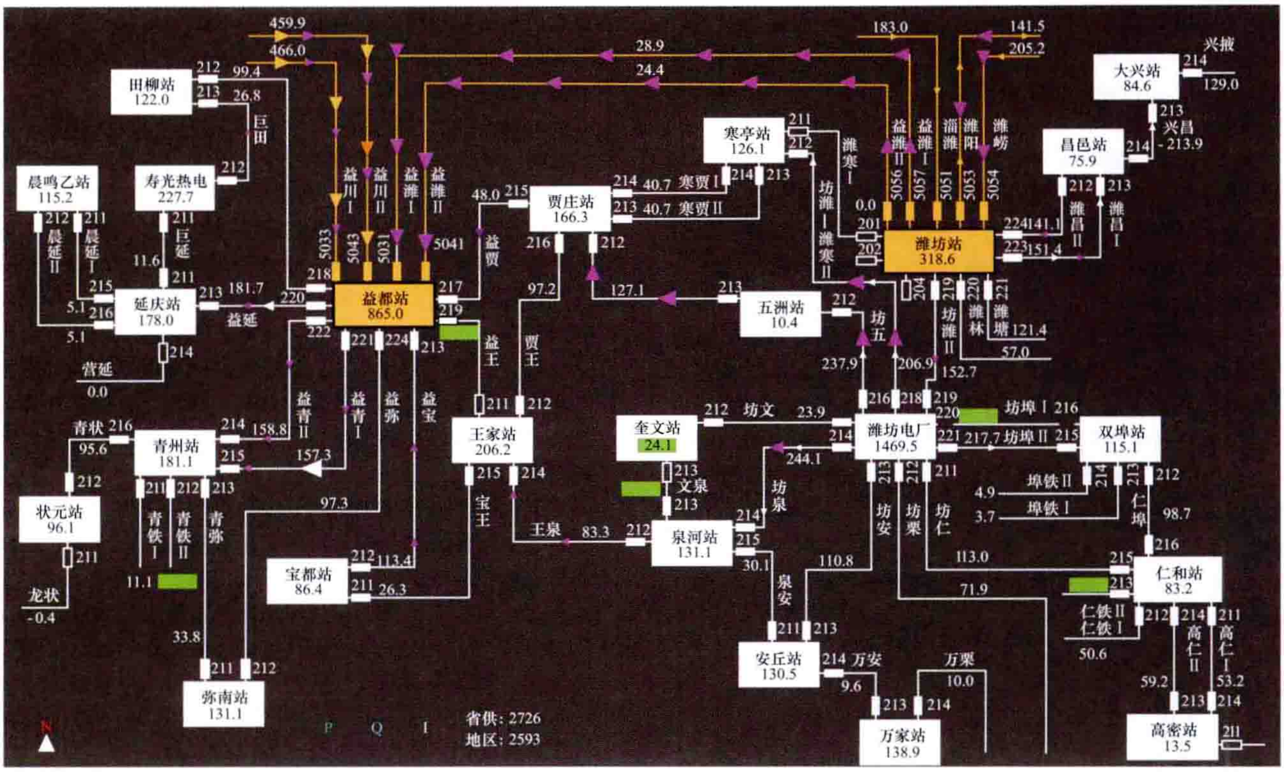


图 1　系统潮流图

$$\underline{U}_i = \sum_{k=1}^{n} Z_{ik} \frac{P_k - jQ_k}{\overset{*}{U}_k} (i = 1,2,\cdots,n) \qquad (4)$$

式中 P_i、Q_i 分别为节点 i 向网络注入的有功功率和无功功率，当 i 为发电机节点时 $P_i>0$，当 i 为负荷节点时 $P_i<0$，当 i 为无源节点时 $P_i=0$，$Q_i=0$；$\underline{U}_i$ 和 $\overset{*}{U}_i$ 分别为节点 i 电压相量的复数值和复数共轭值。式（3）和式（4）各有 n 个非线性复数方程式，亦即潮流计算的基本方程式，对其作不同的应用和处理，就形成了不同的潮流计算方法。

在潮流计算中，由于系统的接线方式是给定的，故式（3）、式（4）中的 Y_{ik} 和 Z_{ik} 已知。由于表征各节点运行状态的参数是该点电压相量（幅值、相角）及复功率，即 U、θ、P、Q 四个量，因此，在 n 个节点的电力系统中有 $4n$ 个运行参数。潮流计算的基本方程式（3）或式（4）有 n 个复数方程，相当于 $2n$ 个实数方程，因此只能解出 $2n$ 个运行参数，其余 $2n$ 个应作为原始运行条件事先给定。通常给出每个节点的两个运行参数作为已知条件，另外两个则作为待求量。根据运行参数的给定方式，电力潮流计算中的节点可分为 P-Q 节点，P-U 节点和 U-θ 节点三种。

（1）P-Q 节点。该节点已知量是有功功率 P 和无功功率 Q，待求量是节点电压相量（U，θ）。潮流计算中，系统大部分节点都可看作这类节点。变电站负荷节点、发电机有功功率和无功功率不变的发电厂节点等都是 P-Q 节点。

（2）P-U 节点。该节点已知量是有功功率 P 和电压幅值 U，待求量是无功功率 Q 及电压相量的相角 θ。潮流计算中，只有少数电压控制点是 P-U 节点。这类节点必须有足够的无功电源可供调整，以维持给定的电压幅值。一般选择有一定无功储备的发电厂和具有可调无功电源设备（调相机、可投切电容器等）的变电站母线作为 P-U 节点。

（3）U-θ 节点。该节点已知量是电压幅值 U 和相角 θ，待求量是有功功率 P 和无功功率 Q。一般全系统只取一个 U-θ 点，由于它的幅值和相角是已知的，为了保持全系统的功率平衡，该点所计算出的有功功率和无功功率，实际上是全系统发电出力、负荷和损耗功率平衡的结果。因此 U-θ 节点又叫平衡节点、缓冲节点等。

潮流计算的方法及其发展过程　潮流计算方法按考虑模型的精确度可分为采用精确非线性交直流模型的方法和采用近似模型的方法。采用精确模型的方法包括潮流计算高斯-赛德尔迭代法、潮流计算牛顿-拉夫逊法和潮流计算 P-Q 分解法等；采用近似模型的方法有潮流计算直流法等。

早期的潮流计算，主要用交流计算台计算或通过手算来完成。由于计算过程的繁复和计算工具能力有限，只能计算分析规模很小的电力系统。20 世纪 50 年代，计算机开始用于电力系统分析，大量的潮流计算工作可借助于计算机来完成。为此，从 20 世纪 50 年代开始发展了潮流计算的计算机求解方法。

20 世纪 50 年代中期，在用数字计算机求解电力潮流问题的开始阶段，主要采用以节点导纳矩阵为基础的潮流计算高斯-赛德尔迭代法（简称导纳矩阵迭代法）。该方法原理简单，占用计算机内存少，适合当时计算机软、硬件和电力系统计算理论的水平。但导纳矩阵迭代法收敛性差，当系统规模变大时，迭代次数急剧上升，且常有不收敛的情况。

60 年代初期，数字计算机技术发展迅速，中国研制的真空管 161 型计算机在 1961 年即投入使用。计算机的内存和速度都有不少增加和提高，这为占用内存多，但收敛性比

导纳矩阵迭代法好的以节点阻抗矩阵为基础的高斯-赛德尔迭代法（简称阻抗矩阵迭代法）的应用创造了条件。阻抗矩阵迭代法改善了收敛性，但因占用内存多，使解题规模受到一定限制。

60年代初期即开始研究潮流计算牛顿-拉夫逊法（简称牛顿法）。研究表明，牛顿法具有很好的收敛性。直到60年代末期，优化节点编号和稀疏矩阵程序技巧的高斯消去法的实际应用，才使牛顿法潮流计算在收敛性、内存需求、计算速度等方面都超过其他方法，成为广泛采用的优秀方法。

70年代初，在牛顿法的基础上，根据电力系统的特点发展了潮流计算 P-Q 分解法。该方法所占内存大大减少，计算速度也明显加快。由于牛顿法和 P-Q 分解法的显著优点，使得到现在为止，它们仍然是电力系统潮流计算的主要方法。此外，作为方法的研究和探讨，还提出了保留非线性快速潮流计算法、最优乘子法等。为适应电网调度自动化的需要，在线潮流计算方法及其应用也得到重视和发展，如图2所示的显示潮流流动界面。

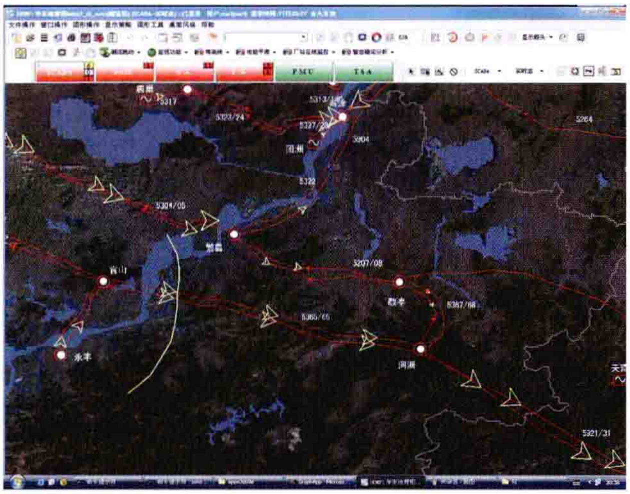


图2 显示潮流流动界面

70年代后期至80年代以来，大型商用电力系统分析软件包得到广泛应用，其中不少潮流计算程序包同时备有几种算法供用户选择，以便有助于解决各类潮流计算的收敛性问题。

进入21世纪，计算机技术和网络通信技术快速发展，大型互联电力系统的潮流计算在并行计算方法、进一步提高收敛性和实现在线计算方面取得新的进展。

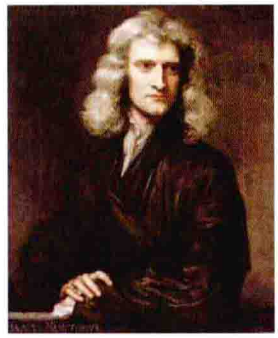
参考书目

夏道止．电力系统分析．2版．北京：中国电力出版社，2011.

王锡凡，方万良，杜正春．现代电力系统分析．北京：科学出版社，2007.

chaoliu jisuan Niudun-Lafuxun fa

潮流计算牛顿-拉夫逊法 （Newton-Raphson method for load flow calculation） 用牛顿-拉夫逊法求解电力系统潮流问题非线性方程组的方法，简称牛顿法。为了克服潮流计算导纳矩阵迭代法收敛性差和潮流计算阻抗矩阵迭代法占用计算机内存大的缺点，20世纪60年代发展了求解电力系统潮流的牛顿-拉夫逊法。该方法收敛性好，再加上稀疏矩阵技术的应用，使计算机内存占用量大大减少。因此，该方法在收敛性、计算机内存需求、计算速度等方面都有较大的优越性，是计算机求解电力系统潮流应用最广泛的方法之一。



I. 牛顿（Isaac Newton，1643—1727）

潮流计算牛顿-拉夫逊法的基本步骤是，按照牛顿-拉夫逊法的原理，将采用直角坐标或极坐标方程表示的潮流计算基本议程线性化，形成牛顿法潮流计算方程的修正方程，再根据修正方程系数矩阵的特点，采用特定的方法进行求解。

牛顿-拉夫逊法 是非线性方程数值求解的有效方法。它把非线性方程线性化，变成线性方程即修正方程后求解。该方法可简述如下：

设变量为 x_1，x_2，…，x_n 的非线性方程组

$$\left.\begin{aligned} f_1(x_1,x_2,\cdots,x_n) &= 0 \\ f_2(x_1,x_2,\cdots,x_n) &= 0 \\ \cdots \\ f_n(x_1,x_2,\cdots,x_n) &= 0 \end{aligned}\right\} \tag{1}$$

简记为 $\boldsymbol{F}(\boldsymbol{X})=\boldsymbol{0}$

其中
$$\boldsymbol{F}=(f_1,\ f_2,\ \cdots,\ f_n)^{\mathrm{T}}$$
$$\boldsymbol{X}=(x_1,\ x_2,\ \cdots,\ x_n)^{\mathrm{T}}$$

其相应牛顿法求解的迭代格式为

$$\begin{aligned} \boldsymbol{F}'(\boldsymbol{X}^{(t)})\Delta\boldsymbol{X}^{(t)} &= -\boldsymbol{F}(\boldsymbol{X}^{(t)}) \\ \boldsymbol{X}^{(t+1)} &= \boldsymbol{X}^{(t)}+\Delta\boldsymbol{X}^{(t)} \end{aligned} \tag{2}$$

其中

$$\boldsymbol{F}'(\boldsymbol{X}^{(t)})=\begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix}_{X=X^{(t)}} \tag{3}$$

$\boldsymbol{F}'(\boldsymbol{x}^{(t)})$ 为函数 $\boldsymbol{F}(\boldsymbol{X})$ 的偏导数矩阵，称为雅可比（Jacobi）矩阵。式（2）的第一式，是系数矩阵 $\boldsymbol{F}'(\boldsymbol{X}^{(t)})$ 和右端项 $-\boldsymbol{F}(\boldsymbol{X}^{(t)})$ 均已知的线性方程组，称为修正方程，求解后可得修正量 $\Delta\boldsymbol{X}^{(t)}$，再通过（2）的第二式，对变量 $\boldsymbol{X}^{(t)}$ 加以修正，依此类推，直至第 k 次迭代 $\|\boldsymbol{F}(\boldsymbol{X}^{(k)})\|$ 或 $\|\Delta\boldsymbol{X}^{(k)}\|$ 小于给定的 ε 时，$\boldsymbol{X}^{(k)}$ 即是方程组（1）的解。

直角坐标的潮流计算基本方程 潮流计算的导纳矩阵基本方程为

$$\sum_{k=1}^{n} Y_{ik}\underline{U}_k=\frac{P_i-\mathrm{j}Q_i}{\overset{*}{U}_i}\quad(i=1,2,\cdots,n) \tag{4}$$

对式（4）用 $Y_{ik}=G_{ik}+\mathrm{j}B_{ik}$，$\underline{U}_k=e_k+\mathrm{j}f_k$ 代入并展开，可得节点功率平衡方程为

$$\Delta P_i=P_i-e_i\sum_{k=1}^{n}(G_{ik}e_k-B_{ik}f_k)$$

$$-f_i\sum_{k=1}^{n}(G_{ik}f_k+B_{ik}e_k)=0 \tag{5}$$

$$\Delta Q_i=Q_i-f_i\sum_{k=1}^{n}(G_{ik}e_k-B_{ik}f_k)+e_i\sum_{k=1}^{n}(G_{ik}f_k+B_{ik}e_k)=0 \tag{6}$$

再补充 P-U 节点和 U-θ 节点的节点电压平衡方程

$$\Delta U_i^2=U_{is}^2-(e_i^2+f_i^2)=0 \tag{7}$$

$$\Delta e_i=e_i-U_{is}\cos\theta_{is}=0 \tag{8}$$

$$\Delta f_i=f_i-U_{is}\sin\theta_{is}=0 \tag{9}$$

式中 U_{is}、θ_{is} 已知。

对于电压用极坐标表示的情况，$\dot{U}_k=U_k e^{j\theta_k}=U_k(\cos\theta_k+j\sin\theta_k)$，同样可以导出极坐标形式的平衡方程。

牛顿法的修正方程　潮流计算的牛顿法须首先建立式(2)的修正方程。

对于潮流计算，每一节点有两个方程，则

$$\left.\begin{aligned}\boldsymbol{F}&=(F_{11},F_{21},\cdots,F_{1i},F_{2i},\cdots,F_{1n},F_{2n})^{\mathrm T}\\ \boldsymbol{X}&=(e_1,f_1,\cdots,e_i,f_i,\cdots,e_n,f_n)^{\mathrm T}\\ \Delta\boldsymbol{X}&=(\Delta e_1,\Delta f_1,\cdots,\Delta e_i,\Delta f_i,\cdots,\Delta e_n,\Delta f_n)^{\mathrm T}\end{aligned}\right\} \tag{10}$$

其雅可比矩阵为

$$\boldsymbol{F}'(\boldsymbol{X})=\begin{bmatrix}\boldsymbol{J}_{11}&\boldsymbol{J}_{12}&\cdots&\boldsymbol{J}_{1n}\\ \boldsymbol{J}_{21}&\boldsymbol{J}_{22}&\cdots&\boldsymbol{J}_{2n}\\ \vdots&\vdots&\cdots&\vdots\\ \boldsymbol{J}_{n1}&\boldsymbol{J}_{n2}&\cdots&\boldsymbol{J}_{nn}\end{bmatrix} \tag{11}$$

矩阵中的每一元素

$$\boldsymbol{J}_{ij}=\begin{bmatrix}\dfrac{\partial F_{1i}}{\partial e_j}&\dfrac{\partial F_{1i}}{\partial f_j}\\ \dfrac{\partial F_{2i}}{\partial e_j}&\dfrac{\partial F_{2i}}{\partial f_j}\end{bmatrix}$$

为二阶子阵，i 为不同的节点类型时，$\boldsymbol{J}_{ij}$ 的内容不同。

对 P-Q 节点

$$F_{1i}=\Delta P_i=0,F_{2i}=\Delta Q_i=0,$$

$$\boldsymbol{J}_{ij}=\begin{bmatrix}\dfrac{\partial\Delta P_i}{\partial e_j}&\dfrac{\partial\Delta P_i}{\partial f_j}\\ \dfrac{\partial\Delta Q_i}{\partial e_j}&\dfrac{\partial\Delta Q_i}{\partial f_j}\end{bmatrix} \tag{12}$$

当 $j\neq i$ 时

$$\left.\begin{aligned}\frac{\partial\Delta P_i}{\partial e_j}&=-\frac{\partial\Delta Q_i}{\partial f_j}=-(G_{ij}e_i+B_{ij}f_i)\\ \frac{\partial\Delta P_i}{\partial f_j}&=-\frac{\partial\Delta Q_i}{\partial e_j}=B_{ij}e_i-G_{ij}f_i\end{aligned}\right\}$$

当 $j=i$ 时

$$\left.\begin{aligned}\frac{\partial\Delta P_i}{\partial e_i}&=-\sum_{k=1}^{n}(G_{ik}e_k-B_{ik}f_k)-G_{ii}e_i-B_{ii}f_i\\ \frac{\partial\Delta Q_i}{\partial f_i}&=-\sum_{k=1}^{n}(G_{ik}e_k-B_{ik}f_k)+G_{ii}e_i+B_{ii}f_i\\ \frac{\partial\Delta P_i}{\partial f_i}&=-\sum_{k=1}^{n}(G_{ik}f_k+B_{ik}e_k)+B_{ii}e_i-G_{ii}f_i\\ \frac{\partial\Delta Q_i}{\partial e_i}&=\sum_{k=1}^{n}(G_{ik}f_k+B_{ik}e_k)+B_{ii}e_i-G_{ii}f_i\end{aligned}\right\}$$

对 P-U 节点

$$F_{1i}=\Delta P_i=0,F_{2i}=\Delta U_i^2=0,$$

$$\boldsymbol{J}_{ij}=\begin{bmatrix}\dfrac{\partial\Delta P_i}{\partial e_j}&\dfrac{\partial\Delta P_i}{\partial f_j}\\ \dfrac{\partial\Delta U_i^2}{\partial e_j}&\dfrac{\partial\Delta U_i^2}{\partial f_j}\end{bmatrix} \tag{13}$$

当 $j\neq i$ 时

$$\frac{\partial\Delta U_i^2}{\partial e_j}=\frac{\partial\Delta U_i^2}{\partial f_j}=0$$

当 $j=i$ 时

$$\frac{\partial\Delta U_i^2}{\partial e_i}=-2e_i$$

$$\frac{\partial\Delta U_i^2}{\partial f_i}=-2f_i$$

对 U-θ 指定节点

$$F_{1i}=\Delta e_i=0,F_{2i}=\Delta f_i=0,$$

$$\boldsymbol{J}_{ij}=\begin{bmatrix}\dfrac{\partial\Delta e_i}{\partial e_j}&\dfrac{\partial\Delta e_i}{\partial f_j}\\ \dfrac{\partial\Delta f_i}{\partial e_j}&\dfrac{\partial\Delta f_i}{\partial f_j}\end{bmatrix} \tag{14}$$

当 $j\neq i$ 时

$$\frac{\partial\Delta e_i}{\partial e_j}=\frac{\partial\Delta e_i}{\partial f_j}=0$$

$$\frac{\partial\Delta f_i}{\partial e_j}=\frac{\partial\Delta f_i}{\partial f_j}=0$$

当 $j=i$ 时

$$\frac{\partial\Delta e_i}{\partial e_i}=\frac{\partial\Delta f_i}{\partial f_i}=1$$

$$\frac{\partial\Delta e_i}{\partial f_i}=\frac{\partial\Delta f_i}{\partial e_i}=0$$

修正方程的求解　潮流计算修正方程的系数矩阵，即雅可比矩阵，是在结构上与导纳矩阵对应的稀疏、非对称、非常数阵。根据这一特点，在修正方程求解时，采用高斯消去法，逐行形成系数矩阵的元素和右端项并加以消去。

参考书目

韩祯祥．电力系统分析．5版．杭州：浙江大学出版社，2011.

chaoliu jisuan P-Q fenjiefa

潮流计算 P-Q 分解法

(fast decoupled load flow method)　在极坐标形式的潮流计算牛顿-拉夫逊法的基础上，根据高压电力网的特点，将有功功率 P 和无功功率 Q 方程进行解耦、交替迭代的潮流计算方法，又称为快速分解法。该方法于1974年由B. 斯托得（B. Stott）提出，因其简化了计算过程，所占计算机内存比潮流计算牛顿-拉夫逊法大为减少，计算速度也显著加快。

极坐标的潮流计算基本方程　导纳矩阵的潮流计算基本方程为

$$\sum_{k=1}^{n}Y_{ik}\dot{U}_k=\frac{P_i-jQ_i}{\overset{*}{U}_i}\quad(i=1,2,\cdots,n) \tag{1}$$

对式(1)用 $Y_{ik}=G_{ik}+jB_{ik}$，$\dot{U}_k=U_k e^{j\theta_k}=U_k(\cos\theta_k+j\sin\theta_k)$ 代入并展开，可得电压以极坐标形式表示的节点功率平衡方程

$$\left.\begin{aligned}\Delta P_i&=P_i-U_i\sum_{k=1}^{n}U_k(G_{ik}\cos\theta_{ik}+B_{ik}\sin\theta_{ik})=0\\ \Delta Q_i&=Q_i-U_i\sum_{k=1}^{n}U_k(G_{ik}\sin\theta_{ik}-B_{ik}\cos\theta_{ik})=0\end{aligned}\right\} \tag{2}$$

其中 $\theta_{ik}=\theta_i-\theta_k$

P-Q 分解法的修正方程 将 ΔP_i 和 ΔQ_i 分别集中排列，即按 ΔP_i（$i=1,2,\cdots,n$）、ΔQ_i（$i=1,2,\cdots,n$）的次序排列，其对应修正方程可简写为

$$\begin{bmatrix}\Delta \boldsymbol{P}\\ \Delta \boldsymbol{Q}\end{bmatrix}=-\begin{bmatrix}\boldsymbol{H} & \boldsymbol{N}\\ \boldsymbol{J} & \boldsymbol{L}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\Delta \boldsymbol{\theta}\\ \Delta \boldsymbol{U}/\boldsymbol{U}\end{bmatrix} \tag{3}$$

其中

$$\Delta \boldsymbol{P}=\begin{bmatrix}\Delta P_1\\ \Delta P_2\\ \vdots\\ \Delta P_n\end{bmatrix},\boldsymbol{H}=[H_{ij}],\boldsymbol{N}=[N_{ij}],\Delta\boldsymbol{\theta}=\begin{bmatrix}\Delta \theta_1\\ \Delta \theta_2\\ \vdots\\ \Delta \theta_n\end{bmatrix}$$

$$\Delta \boldsymbol{Q}=\begin{bmatrix}\Delta Q_1\\ \Delta Q_2\\ \vdots\\ \Delta Q_n\end{bmatrix},\boldsymbol{J}=[J_{ij}],\boldsymbol{L}=[L_{ij}],\Delta\boldsymbol{U}=\begin{bmatrix}\Delta U_1\\ \Delta U_2\\ \vdots\\ \Delta U_n\end{bmatrix}$$

又有

$$\left.\begin{aligned}H_{ij}&=\frac{\partial \Delta P_i}{\partial \theta_j}=-U_iU_j(G_{ij}\sin\theta_{ij}-B_{ij}\cos\theta_{ij})\\ &\quad (j\neq i)\\ H_{ii}&=\frac{\partial \Delta P_i}{\partial \theta_i}=Q_i+U_i^2B_{ii}\\ L_{ij}&=\frac{\partial \Delta Q_i}{\partial U_j}U_j=-U_iU_j(G_{ij}\sin\theta_{ij}-B_{ij}\cos\theta_{ij})\\ &\quad (j\neq i)\\ L_{ii}&=\frac{\partial \Delta Q_i}{\partial U_i}U_i=-Q_i+U_i^2B_{ii}\end{aligned}\right\} \tag{4}$$

按修正方程式（3）求出修正量 $\Delta\theta_i$ 和 ΔU_i（$i=1,2,\cdots,n$）并按 $U_i=U_i+\Delta U_i$，$\theta_i=\theta_i+\Delta\theta_i$ 对电压幅值和相角加以修正，即是极坐标形式的牛顿-拉夫逊法。

根据高压电力网中线路的电抗远大于电阻，线路两端电压的相角差很小的特点，即有 $|H_{ij}|\gg|N_{ij}|$，$|L_{ij}|\gg|J_{ij}|$ 的性质，因此可将牛顿-拉夫逊法求解潮流的修正方程式（3）中的雅可比矩阵的 $\boldsymbol{N}$ 及 $\boldsymbol{J}$ 各元素假设为零，即

$$\begin{bmatrix}\Delta \boldsymbol{P}\\ \Delta \boldsymbol{Q}\end{bmatrix}=-\begin{bmatrix}\boldsymbol{H} & 0\\ 0 & \boldsymbol{L}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\Delta \boldsymbol{\theta}\\ \Delta \boldsymbol{U}/\boldsymbol{U}\end{bmatrix} \tag{5}$$

这样就把 $2n$ 阶的线性方程组变成两个 n 阶的线性方程组，将 P 和 Q 分开进行迭代

$$\begin{aligned}\Delta\boldsymbol{P}&=-\boldsymbol{H}\Delta\boldsymbol{\theta}\\ \Delta\boldsymbol{Q}&=-\boldsymbol{L}\frac{\Delta\boldsymbol{U}}{\boldsymbol{U}}\end{aligned} \tag{6}$$

再进一步，将 $\boldsymbol{H}$ 和 $\boldsymbol{L}$ 简化为相同的对称常数矩阵，即 $\boldsymbol{H}=\boldsymbol{L}=\boldsymbol{B}$（$\boldsymbol{B}$ 为导纳矩阵 $\boldsymbol{Y}=\boldsymbol{G}+\mathrm{j}\boldsymbol{B}$ 中虚部元素所构成的矩阵），并在 P-θ 迭代中去掉 U-θ 指定节点，将 $\boldsymbol{B}$ 变为 $\boldsymbol{B}'$，在 Q-U 迭代中去掉 U-θ 指定节点和 P-U 指定节点，变 $\boldsymbol{B}'$ 为 $\boldsymbol{B}''$，从而得 *P-Q* 分解法的修正方程

$$\Delta\boldsymbol{P}/\boldsymbol{U}=-\boldsymbol{B}'\Delta\boldsymbol{\theta} \tag{7}$$

$$\Delta\boldsymbol{Q}/\boldsymbol{U}=-\boldsymbol{B}''\Delta\boldsymbol{U} \tag{8}$$

此外，为加速收敛，在计算 $\boldsymbol{B}'$ 时，常尽量去掉那些对有功功率和电压幅值影响较小的因素，如线路充电电容和变压器非标准变比对导纳矩阵的影响。一般还会略去串联元件的电阻。

修正方程的求解 由于 *P-Q* 分解法的修正方程的系数是对称常数阵，故可应用对称三角分解的方法求解。这样既减少了内存，又加快了计算速度。

P-Q 分解法是建立在一系列假定的基础上而得出的，当实际的计算条件不符合这些假定时，就会出现不收敛的情况。*P-Q* 分解法的假设，并不影响其收敛后计算结果，这是因为判断收敛是以各节点功率是否平衡为条件的。

chaoliu jisuan zhiliufa

潮流计算直流法 （load flow direct current method）

电力系统有功潮流分布的一种线性简化算法。计算时，网络只计线路电抗和变压器短路电抗，以节点相位角作为变量，相当于将交流电路简化为直流电路进行计算，因而只适用于计算有功潮流分布的场合，不能计算节点电压幅值。该方法不需要迭代而直接求解有功潮流，计算速度快，适合于精度要求不高的大量方案筛选计算，也可用来求取正常潮流计算的初始值，以减少迭代次数，加快收敛。

潮流计算直流法用于有功功率潮流计算时，节点有功功率作为给定值，通过计算求取节点电压相角。

计算原理 导纳矩阵潮流的基本方程为

$$\sum_{k=1}^{n}Y_{ik}\underline{U}_k=\frac{P_i-\mathrm{j}Q_i}{\overset{*}{U}_i}(i=1,2,\cdots,n) \tag{1}$$

用 $Y_{ik}=G_{ik}+\mathrm{j}B_{ik}$，$\underline{U}_k=U_k\mathrm{e}^{\mathrm{j}\theta_k}=U_k(\cos\theta_k+\mathrm{j}\sin\theta_k)$ 代入并展开，可得节点有功功率平衡方程

$$P_i=U_i\sum_{k=1}^{n}U_k(G_{ik}\cos\theta_{ik}+B_{ik}\sin\theta_{ik}) \tag{2}$$

用潮流计算直流法进行计算需做的假设有：

（1）线路的阻抗仅由电抗构成，即 $G_{ik}=0$；

（2）不计对地电容，即 $\sum_{k=1}^{n}B_{ik}=0$；

（3）线路两端电压相角差较小，即 $\sin\theta_{ik}\approx\theta_{ik}$，$\cos\theta_{ik}\approx1$；

（4）节点电压 $U_i\approx1$。

则式（2）变为

$$\begin{aligned}P_i&=\sum_{k=1}^{n}B_{ik}(\theta_i-\theta_k)=\theta_i\sum_{k=1}^{n}B_{ik}-\sum_{k=1}^{n}B_{ik}\theta_k\\ &=-\sum_{k=1}^{n}B_{ik}\theta_k(i=1,2,\cdots,n)\end{aligned} \tag{3}$$

将式（3）写成矩阵形式

$$\begin{bmatrix}P_1\\ P_2\\ \vdots\\ P_n\end{bmatrix}=-\begin{bmatrix}B_{11} & B_{12} & \cdots & B_{1n}\\ B_{21} & B_{22} & \cdots & B_{2n}\\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots\\ B_{n1} & B_{n2} & \cdots & B_{nn}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\theta_1\\ \theta_2\\ \vdots\\ \theta_n\end{bmatrix} \tag{4}$$

或简写成 $\boldsymbol{P}=\boldsymbol{B}_0\boldsymbol{\theta}$，$\boldsymbol{B}_0$ 元素定义为

$$\left.\begin{aligned}B_0(i,i)&=\sum_{\substack{j\in i\\ j\neq i}}\frac{1}{x_{ij}}\\ B_0(i,j)&=-\frac{1}{x_{ij}}\end{aligned}\right\} \tag{5}$$

式（4）即为直流有功潮流方程，求解该线性方程组，即可得各节点电压的相角 θ。

计算方法 由于式（4）的系数矩阵是稀疏对称常数阵，可用稀疏矩阵技术对其进行对称三角分解。对于大量方案计算，仅需改变 P，通过前代和回代求出各母线电压的相角 θ，因此计算简单、快速。

参考书目

韩祯祥．电力系统分析．5版．杭州：浙江大学出版社，2011.

chonghezha houjiasu baohu

重合闸后加速保护 (delayed accelerated protection trip in auto-reclosing logic) 当断路器重合于永久性故障时，在发出重合闸命令后的短过程中，通过缩短或取消全线路具有足够灵敏度的保护装置原来给定的时限，以加速其动作的保护方式。重合闸后加速保护主要应用的场合有：①没有全线范围瞬时保护的线路，以尽可能减弱重合于故障时对系统的冲击。②用以辅助纵联保护的动作，或用以校正原有保护装置的固有缺陷，例如接于线路侧电压互感器的方向距离保护，当重合于出口三相短路时将拒绝动作。③在单相重合闸过程中，用以对保留运行中的两相发生的故障进行保护，使相邻元件保护装置的动作保持选择性。

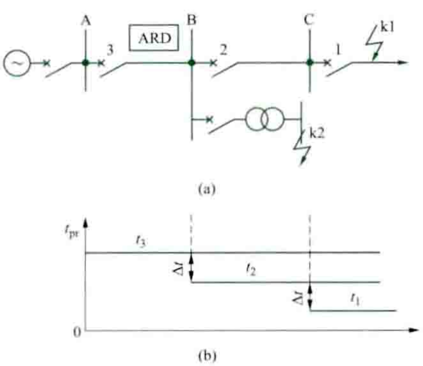
被加速的保护主要是相电流与零序电流保护，或非方向距离保护。

允许实现重合闸后加速保护的时限宜尽量缩短，以保证能可靠地执行预定任务为度。因为在此期间，如果相邻元件故障，可能因而使后加速保护失去选择性。但引起无选择性动作的区外故障概率极低。

chonghezha qianjiasu baohu

重合闸前加速保护 (instant accelerated protection trip in auto-reclosing logic) 对于辐射型多级串联线路，最靠近电源母线的出线保护在本线路及其下游各级线路发生故障时均首先无延时加速跳闸的保护方式，一般简称为前加速。前加速保护主要用于35kV以下由发电厂或重要变电站引出的直配线路上，以便快速切除故障，保证母线电压。

重合闸前加速保护的典型应用如图所示。假定在每条线路上均装设过电流保护，其动作时限按阶梯型原则来配合。因而，在靠近电源端保护3处的时限就很长。为了加速故障的切除，可在保护3处采用前加速的方式，即当任何一条线路上发生故障时，第一次都由保护3瞬时无选择性动作予以切除，重合闸以后保护第二次动作切除故障是有选择性的。例如故障是在线路A-B以外（如k1点），则保护3的第一次动作是无选择性的。断路器3跳闸后，如果故障是瞬时性的，则重合闸以后恢复供电；如果故障是永久性的，则保护3第二次就按有选择性的时限 t_3 动作。为了使无选择性的动作范围不扩展得太长，一般规定当变压器低压侧短路时，保护3不应动作。因此，其起动电流还应按照躲开相邻变压器低压侧的短路（k2点）来整定。



重合闸前加速保护的网络接线图

(a) 网络接线图；(b) 时间配合关系

ARD—自动重合闸装置

前加速的优点是：①能够快速地切除瞬时性故障。②可能使瞬时性故障来不及发展成永久性故障，从而提高重合闸的成功率。③能保证发电厂和重要变电站的母线电压在0.6～0.7倍额定电压以上，从而保证厂用电和重要用户的电能质量。④使用设备少，只需装设一套重合闸装置，简单，经济。

前加速的缺点是：①断路器工作条件恶劣，动作次数较多。②重合于永久性故障上时，故障切除的时间可能较长。③如果重合闸装置或断路器3拒绝合闸，则将扩大停电范围。甚至在最末一级线路上故障时，都会使连接在这条线路上的所有用户停电。

chukou jidianqi

出口继电器 (tripping relay) 继电保护装置和安全自动装置（见电力系统安全自动装置）的最后一级输出，动作后直接向断路器发出跳闸命令的专用中间继电器，又称跳闸继电器。通常由快速动作的电磁型中间继电器或干簧继电器充任。在无触点保护装置中也有采用晶闸管元件控制回路的，但防止受干扰影响误动作是一个重要问题。

chuanshu fenxiyi

传输分析仪 (transmission analyzer) 在通信产品的研制、生产和运行维护过程中，用于测试通信器件、设备、系统、网络的特性，使之符合相关标准的设备。随着光通信技术体制和传输容量的不断发展，传输分析仪表的功能逐渐扩展，智能化水平不断提升。

数字传输分析仪是数字通信中最重要、最基本的测试仪器，主要用于测试数字通信信号的传输质量，主要测试参数包括误码、抖动和漂移等。按照主要测试功能可将其分为误码测试仪、数字传输分析仪、网络测试仪。

误码测试仪 主要用于数字通信系统和设备的误码测试，也可用于接口参数测试。通常支持连续可调速率和非成帧测试，多数支持标准数字通信帧结构信号。测试仪由图案发生器和误码检测器两部分组成。

数字传输分析仪 主要用于传输系统及设备的传输损伤测试及性能分析。在设备研究制造、工程验收、系统运行维护中使用，主要用于对设备光、电接口的误码、抖动、漂移等参数测试。数字传输分析仪（见图）一般由信号发生器、信号接收器、抖动调制发生器和抖动检测器四个主要部分构成。



hp3784a型数字传输分析仪

网络测试仪 主要用于检测OSI模型定义的物理层、数据链路层、网络层的运行状况，按照传输介质的不同可以分为无线网络测试仪和有线网络测试仪。适用于局域网故障检测、维护和综合布线施工中，检测链路状态、端口状态、网络性能参数等。

citongbu zhendang

次同步振荡 (subsynchronous oscillation, SSO) 电力系统低于同步频率且高于低频振荡频率的功率振动。

次同步振荡包括电力系统的快速控制设备（如快速励磁调节器、高压直流输电系统、静止无功补偿系统等电气设备）之间相互作用产生的次同步频率的功率振荡和电力系统的电气系统（如串联电容补偿线路）的固有电气振荡频率与汽轮发电机组机械系统的自然扭振频率之间形成的次同步谐振（subsynchronous resonance，SSR），前者为狭义SSO。虽两者都表现为次同步功率振荡，但根据IEEE SSR工作组的定义，SSR是由串联补偿电容引起的，存在电气谐振回路；而狭义SSO是由电力系统高速控制设备引起的，不存在谐振回路，即SSO的含义更为广泛。根据产生的机理和造成的影响，SSR可从异步发电机效应（induction generator effect，IGE）、机电扭振互作用（torsional interaction，TI）和暂态扭矩放大作用（torque amplification，TA）三个侧面来描述。

危害　对机组而言，长时间的低幅值扭振积累或短时间的高幅值扭振均可能造成轴系损坏；对电网而言，持续和发散的扭振导致电压、电流和功率等电气量出现大幅波动，危及电网设备安全，甚至造成机组停运，影响系统安全稳定运行。

分析方法　分为两类：第一类方法是用于分析电力系统是否会发生SSO以及哪些机组风险较高。该类方法可从众多的发电机组中逐机筛选出需进一步进行SSO研究的机组，因此称为筛选法。其典型代表包括用于分析串联电容补偿引起SSR问题的频率扫描法和用于分析高压直流（HVDC）输电引起SSO问题的机组作用系数法（unit interaction factor，UIF）。筛选法所得结果是近似的，可作为进一步精确分析SSO的基础。第二类方法可以比较精确和定量地研究SSO的详细特性，其典型代表是复转矩系数法、特征值分析法和时域仿真法。该类方法需要较详细和精确的系统参数，如发电机组轴系参数、直流输电系统控制器结构与参数等。复转矩系数法和特征值分析法可用于判别SSO发散或收敛特性；而时域仿真法可得到扰动后轴系扭振和电气量的动态过程，通常可将这几者结合起来应用。（见次同步振荡分析计算）

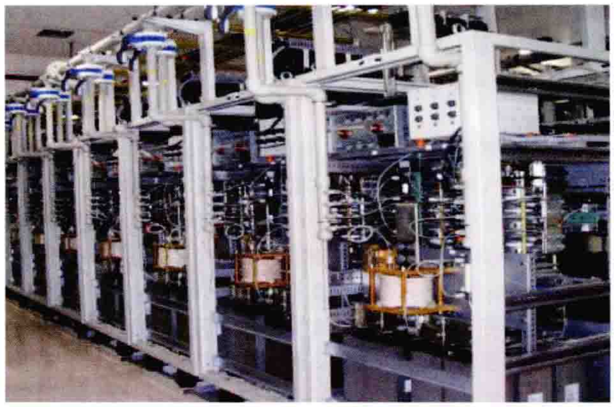
对电力系统SSO研究一般也分两步进行：第一步，用筛选法筛选出需要进行SSO精细化研究的机组及重点关注的电网；第二步，在详细和精确的机组、电网参数基础上采用复转矩系数法、特征值分析法、时域仿真法或这几种方法结合来研究该问题，并提出和校核防治措施。

SSO控制　其核心问题是防止次同步频率能量的持续增长和降低扰动在机组轴系造成过大扭矩或大应力而损伤机组。SSO控制设备有多种，但只有部分在实际工程得到应用，其中有附加励磁阻尼控制器、阻塞滤波器、静止无功发生器和NGH SSR阻尼器。

（1）附加励磁阻尼控制器（supplementary excitation damping controller）。通过在机组励磁控制器上附加次同步阻尼控制信号，在励磁电流中复合次同步频率分量，产生附加次同步扭矩，增大扭转模态的阻尼，从而抑制SSO。优点是属于二次设备，投资低，占地小，损耗很小，与机组配套，易于维护；缺点是功能受到励磁机容量的限制。

（2）阻塞滤波器（blocking filter，BF）。是由电感和电容并联组成的高品质因数的三相多阶阻波器，在发电机、升压变压器高压绕组的中性点或高压端串联接入系统，滤波器调谐在扭振固有频率的互补频率下形成并联谐振，从而阻止该频率的次同步电流通过。其优点是对于降低严重故障引起的冲击暂态扭矩有利；缺点也很明显，如投资很高，占地面积大，损耗较大，环境和参数变化易于改变调谐点进而影响阻塞效果，另外需大幅提高发电机主变压器中性点耐压水平，且可能引发异步自励磁风险。

（3）静止无功发生器（static var generator，SVG），也称为静止同步补偿器，即STATCOM，如图所示。SVG并联安装在电厂侧母线上，通过实时监测发电机转速信号或机端电流信号获得SSR扭振信息，通过电力电子触发控制，输出次（超）同步电气谐振频率的控制电流，进而产生次同步阻尼电磁转矩，合理控制该阻尼转矩的幅值和相位以达到抑制SSR的效果。



静止无功发生器

（4）NGH SSR阻尼器。以其发明者N.G.亨构莱宁（N.G.Hingorani）命名的一种与串补电容配套使用的SSR阻尼控制设备，它通过在每一个工频周期过零点强制对串补电容进行放电而消除电容电压直流偏置，进而起到抑制SSR的作用。

其他控制技术（设备）还包括可控串补（thyristor controlled series capacitor，TCSC）、静止无功补偿器（static var compensator，SVC）、静止同步串联补偿器（static synchronous series compensator，SSSC）、晶闸管控制制动电阻（tyristor controlled braking resistor，TCBR）等。另外，通过机组、电网和串联补偿设备的协调运行，也可在一定程度上避免可能导致严重SSR风险的运行方式，起到预防SSR的效果。对于直流输电引起的SSO，也可在直流控制系统中引入附加的次同步阻尼控制（supplementary subsynchronous damping controller，SSDC）来降低风险。

SSO保护　其核心问题是快速和精准地检测出扭振信息，并基于一定的动作判据实施保护操作，保护机组、串补电容器等电力设备。实际中应用较多的保护设备包括两类：一类是基于轴系转速检测的扭应力继电器（torsional stress relay）；另一类是基于机组电气量（如电流）检测的继电器。两者分别从轴系转速或电气量中滤出扭振模态信号，进而基于SSO稳定性和扭矩/疲劳估计值来实现对机组的保护。另外，通过机组扭振检测与串补电容的联动，一旦检测到危险的SSR即将串补电容旁路，也可避免SSO对机组造成损伤。

但由于串补旁路还会影响系统的输电容量和其他稳定性，实际应用时需要综合考虑。

参考书目

Prabha. Kundur. 电力系统稳定与控制. 本书翻译组，译. 北京：中国电力出版社，2002.

倪以信，陈寿孙，张宝霖. 动态电力系统的理论和分析. 北京：清华大学出版社，2002.

citongbu zhendang fenxi jisuan

次同步振荡分析计算 (analysis of subsynchronous oscillation) 汽轮发电机组转子轴机械系统与该发电机所连接的电气系统相互作用而产生的低于系统同步频率的振荡现象的计算分析。次同步振荡分析的主要目标是分析系统是否会存在次同步振荡风险，如存在风险则研究相应的调整方案，以及相应的保护及抑制措施等，避免汽轮发电机转子轴发生损坏或因疲劳积累导致寿命降低，以及因次同步振荡危及电网设备安全，引起设备事故，影响系统安全稳定运行。

次同步振荡分类 次同步振荡 (subsynchronous oscillation, SSO) 包括电力系统快速控制设备引起的 SSO（狭义 SSO）和因电气谐振引起的次同步谐振 (subsynchronous resonance, SSR)。SSR 根据机理可分为异步发电机效应、机电扭振互作用和暂态力矩放大作用。异步发电机效应为同步电机与具有串联电容补偿的线路相连时，当满足一定条件下所发生的自激现象，只涉及电气系统。机电扭振互作用为汽轮发电机组转子轴系机械系统与串联电容补偿的电气网络间的交互作用。暂态力矩放大作用是汽轮发电机组转子轴系在电力系统大扰动的作用下，由于机电振荡的相互助增，使得轴系各组成部分之间，在由扰动类型决定的一个或几个自然频率下的相互振荡。（见次同步振荡）

分析计算方法 SSO 计算分析的主要方法有机组作用系数法、频率扫描法、特征值分析法、复转矩系数法和时域数字仿真法。前两种主要用于分析电力系统是否会发生 SSO 以及哪些机组风险较高，可从众多的发电机组中逐机筛选出需进一步进行 SSO 研究的机组，所得结果是近似的，可作为进一步精确分析 SSO 的基础。其中机组作用系数法用于分析高压直流输电系统 (high voltage direct current, HVDC) 引起的 SSO 问题；频率扫描法主要用于分析串联电容补偿引起的 SSR 问题。后三种方法可较精确和定量地研究 SSO 的详细特性，需要较详细和精确的系统参数，如发电机组轴系参数、HVDC 控制器结构与参数等。异步发电机效应和机电扭振互作用既可以用时域数字仿真法，也可以用线性化模型和小干扰方法（频率扫描法、特征值分析法和复转矩系数法）研究；暂态力矩放大作用常用时域数字仿真法研究；HVDC 引起的 SSO 可用上述除频率扫描法外的任一方法研究，其他快速功率控制设备引起的 SSO 可用特征值分析法、复转矩系数法或时域数字仿真法研究。通常可将几种方法结合起来应用。

机组作用系数法 用于计算高压直流整流站与发电机组之间的相互作用程度，即发电机组的作用系数。当某台发电机组的作用系数小于 0.1 时，可认为该发电机组与高压直流系统之间没有显著的相互作用，不需要对 SSO 问题做进一步研究，否则需要采用其他较精确的方法，如特征值分析法、复转矩系数法或时域数字仿真法进行详细研究。

频率扫描法 用于计算从所研究的发电机中性点看进去的系统阻抗随系统频率的变化关系。利用此阻抗曲线与机组的各模态频率相比较，估计发电机各扭转模态的负阻尼。该法为近似的线性化方法，用于筛检系统有否潜在的 SSR 问题及其相应的系统条件，并确认系统中对 SSR 现象无影响的部分。可用于模拟各种系统结构和不同的补偿水平，能够给出在哪些系统条件下不会造成 SSR 问题。该方法的优点是省时省力，适用于筛选性研究；缺点是难以研究非线性元件，不能计及运行工况以及控制器动态特性对 SSR 的影响。

特征值分析法 采用基于线性化微分方程组的系统数学模型，形成包括描述发电机轴系运动特性、电气系统以及各控制系统的全系统状态方程，求取状态方程特征值并根据它来分析系统的稳定性。特征值的虚部对应组合系统的各固有频率值，而相应的实部为对应该频率模式振荡稳定性的数量指标，表明系统的阻尼。与线性控制理论相结合，还可用于抑制 SSR/SSO 措施的控制器设计。此法用得很多，但存在计算结果只对小扰动有效，不能研究不对称条件下的 SSR/SSO 问题，难以处理含电力电子器件（如可控串联电容补偿 TCSC、静止无功补偿装置 SVC 等）和强非线性元件的网络等不足。

复转矩系数法 令发电机转子在轴系自然扭振频率附近做等幅振荡，分别求出机械部分和电气部分的转矩对这一振荡的响应（表现为复转矩系数），然后比较转矩响应中相应的机械和电气阻尼，以判断 SSR/SSO 是否会发生。其优点是可计及控制系统动态及运行工况的影响，物理透明度大，在轴系参数不全时具有一定的优越性；缺点是多机系统工作量大，机电相互作用不能准确计及。

时域数字仿真法 通过电磁暂态仿真方法，建立包括发电机轴系运动特性、电气系统以及各控制系统在内的详细模型（线性或非线性微分方程组），通过时域数值积分的方法模拟系统故障或扰动前后各相关物理量详细变化过程，从而求得发电机转子轴系相邻质量块之间的扭转矩，通过扭转矩变化波形判别发电机轴系是否存在 SSO 问题（见电力系统电磁暂态过程计算）。该方法可详细模拟发电机和系统控制器以及开关动作、故障的暂态过程等开闭性的事件。对研究暂态力矩放大作用最适宜。准确模拟非线性设备是该分析工具最突出的特点，但存在计算时间长、物理透明度小等不足。

数学模型 频率扫描法要求取系统阻抗与频率的关系。在确定包括所研究发电机的系统阻抗时应考虑流入发电机定子绕组非同步分量电流所遇到的阻抗，其等值电路类似于异步电机等值电路。特征值分析法和时域数字仿真法均应建立包括描述发电机组转子轴系运动行为的机械系统与电气系统综合的数学模型。其中发电机应采用派克模型（见同步电机数学模型），变压器、输电线路、串联补偿电容、电力电子设备等网络元件应采用电磁暂态模型。计算时，发电机和其他网络元件如直流输电系统、SVC 等的控制系统动态特性也应考虑并采用相应的数学模型。

发电机组转子的轴系可以简化为有 m 个质量块的机械轴系统，图中所示为六个质量块的汽轮发电机轴条模型。根

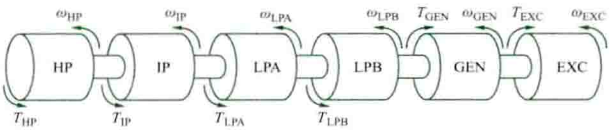
据用于旋转运动的牛顿第二定律可以得到

$$\boldsymbol{J}\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}\boldsymbol{\omega}_{\mathrm{m}}(t)+\boldsymbol{D}\boldsymbol{\omega}_{\mathrm{m}}(t)+\boldsymbol{K}\boldsymbol{\theta}_{\mathrm{m}}(t)=\boldsymbol{T}_{\mathrm{net}}(t)$$

$$\boldsymbol{\omega}_{\mathrm{m}}(t)=\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}\boldsymbol{\theta}_{\mathrm{m}}(t)$$

$$\boldsymbol{T}_{\mathrm{net}}(t)=\boldsymbol{T}_{\mathrm{t}}(t)-\boldsymbol{T}_{\mathrm{e}}(t)$$

式中 $\boldsymbol{\omega}_{\mathrm{m}}(t)$ 和 $\boldsymbol{\theta}_{\mathrm{m}}(t)$ 分别为各质量块的机械角速度和角度向量；$\boldsymbol{J}$ 为各质量块转动惯量对角矩阵；$\boldsymbol{D}$、$\boldsymbol{K}$ 分别为阻尼系数和弹性系数矩阵；$\boldsymbol{T}_{\mathrm{t}}(t)$ 为各质量块输入转矩向量；$\boldsymbol{T}_{\mathrm{e}}(t)$为各质量块电磁转矩向量；$m=1，2，3，\cdots$为质量块序号。



六个质量块的汽轮发电机轴系模型

HP—高压缸；IP—中压缸；LPA—低压缸 A；LPB—低压缸 B；GEN—发电机；EXC—励磁机；ω_{xx}—角速度；T_{xx}—转矩

工程研究 在含大型汽轮发电机组的输电系统中，任何采用串联电容补偿的输电工程均应进行是否有 SSR 问题发生的工程研究，对于存在高压直流等快速控制设备的系统，应进行是否有 SSO 问题发生的研究。对 SSR/SSO 的工程分析研究一般采用分析计算的方法，对快速控制设备引起的 SSO 问题也可采用物理模拟、数模混合或全数字实时仿真的方法（见电力系统动态模拟、电力系统数模混合仿真装置和电力系统实时数字仿真装置）。

SSR 的计算通常从频率扫描计算开始，给出造成 SSR 的系统条件，然后再用其他方法进行详尽的研究，以评估问题的严重程度，必要时给出抑制 SSR 的措施。为评估问题的严重程度，要对具有代表性的系统条件进行特征值计算和时域仿真分析。时域仿真结果还可给出轴系扭矩会不会达到损坏设备的水平，并可作为疲劳分析程序的输入，通过计算确定系统故障、操作对大轴疲劳寿命的消耗，进行疲劳损失预测。实际工程的 SSR 分析要求较精确的电气系统和轴系机械系统参数的数据，需进行某些数据的试验测定。

高压直流系统引起的 SSO 问题分析，一般先采用机组作用系数法筛选出需要进行 SSO 精细化研究的机组，再选取有代表性的系统条件用复转矩系数法、特征值分析法或时域仿真法或结合起来，做进一步研究，以评估问题的严重程度，必要时设计抑制 SSO 的控制器。其他快速控制设备引起的 SSO 问题分析，直接采用复转矩系数法、特征值分析法或时域仿真法或结合起来进行研究。

参数数据 SSR/SSO 分析需要发电机及网络的电气参数以及发电机组转子轴系机械参数两种类型的数据，对数据准确度要求较高。汽轮发电机组转子轴系需要提供转轴弹簧-质量轴系模型的数据，以便准确模拟 SSR/SSO 现象中主要关心的汽轮发电机组转轴质量块之间 5～55Hz（额定频率 60Hz）范围的相对运动，即机械系统在该频率范围内的行为。

轴系参数的试验测定 通过试验测定系统阻尼、机组自然扭振频率以及模态形状。制造厂家一般并不提供详细的轴系参数，实际工程研究时，可采用专门的计算程序，根据厂家提供的轴系几何尺寸和其他参数计算出轴系弹簧-质量模型参数（通常 SSR/SSO 研究采用六质量块模型）。计算的自然频率值与测量值会有 10％左右的差异，这对初步研究和系统规划分析是可以的。但如果一个机组经计算确有 SSR/SSO 问题，则必须通过测试获取准确的轴系参数，以准确获知其阻尼措施所决定的投资费用。

防止/抑制次同步振荡的主要措施 首先在系统规划时应避免 SSR/SSO 问题出现的条件。对运行中的电力系统，防止 SSR/SSO 产生破坏性后果的主要措施大致可以分为如下几类：①切除受到威胁的机组；②破坏电气系统的谐振条件，如改变系统运行方式，加装阻塞滤波器等；③增大扭转模态的阻尼，如利用发电机的附加励磁阻尼控制或 SVC 的附加阻尼控制增大扭转模态的阻尼。任何抑制 SSR/SSO 的措施都应当通过深入的系统研究确定。可控串补（thyristor controlled series compensator，TCSC，见灵活交流输电系统）本身具有一定的抑制 SSR 作用，在发生汽轮发电机轴系与 TCSC 间的机电交互作用而产生的 SSO 时，也可采用附加的次同步阻尼控制（SSDC）来抑制。

参考书目

IEEE Committee Report. Reader's Guide to Subsynchronous Resonance. IEEE Transaction on Power Systems, Vol 7, No 1, February, 1992.

倪以信，陈寿孙，张宝霖．动态电力系统的理论和分析．北京：清华大学出版社，2002.

程时杰，曹一家，江全元．电力系统次同步振荡的理论和方法．北京：科学出版社，2009.

D

danxiang chonghezha

单相重合闸 (single-phase auto-reclosing) 线路发生单相故障，只将故障相断路器断开，并随之重新合闸；当重合于故障未消除情况时，跳开三相断路器的重合闸方式。单相重合闸适用于安装了单相操作断路器的超高压输电线路。

作用 考虑超高压线路绝大多数故障是瞬时性单相接地，采用单相重合闸除了可以在大多数的故障情况下恢复线路送电外，它的最大特点还在于在重合闸过程中，另两相继续联系着线路两端电源，保持一定的功率传输能力，以维持两侧系统同步运行，从而显著地提高了系统的暂态稳定性，特别适用于弱联系的电源联络线上。与全相运行相比较，在单相断开过程中，对线路传输能力的影响，相当于在该线路的正序阻抗中增加了一个串联的附加阻抗$\frac{\sum X_2 \sum X_0}{\sum X_2+\sum X_0}$，式中$\sum X_2$及$\sum X_0$分别是由线路断开点看到的两侧系统负序与零序阻抗的串联综合值，包括线路本身的阻抗在内。虽然线路的零序阻抗值约为其正序阻抗值的3倍，但两侧系统的零序阻抗值往往小于相应的正序阻抗值，因而在单相断开过程中，线路仍具有不低于原来60%左右的传输能力，用以传输系统暂态摇摆过程中所急需的同步功率，保持重合闸过程中和重合闸后的系统稳定性。

在单电源供电线路上采用单相重合闸，可以使受端负荷在重合闸过程中仍然从系统中吸收有功功率，从而显著地提高供电安全性。为此，接入线路的受端变压器中性点必须直接接地。

在大型发电机组配出的高压线路上，特别适用于选用单相重合闸方式，原因是单相重合于永久故障时，不致对机组轴疲劳寿命带来过多的消耗。

重合闸时间 单相重合闸时间（由故障点断电源到重新加上工作电压的时间）必须大于故障点电弧熄灭与线路绝缘恢复所需时间。与三相重合闸不一样，在只有故障相断开的单相重合闸过程中，当故障点电弧未熄灭前，故障点仍经相间电容C_M由保留运行中的另两相电源提供电流以维持电弧（见图1），而在电弧断开后，故障点主要将承受运行中两相电源经C_M与故障相对地电容C_g形成的分配电压。

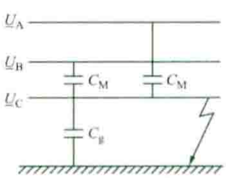


图1 C相故障单相重合闸过程中的运行状态

当电弧续流过零伸长断开后，如果故障点的绝缘恢复速度低于跨接的电压波上升速度时，在该电压波的峰值附近，故障点绝缘将再度击穿，此时除了通过C_M由非故障两相提供电弧电流外，储蓄在故障电容C_g上的电能也将向故障点释放，而形成峰值远大于前期稳态电弧电流的再点弧电流，这个现象，每一工频半周重复一次，从而影响了最终熄弧时间。图2是记录这种现象的实际录波图。C_M和C_g与线路的长度成正比，通过故障点的电弧电流正比于C_M、C_g和线路运行电压。因此，线路运行电压越高，长度越大，最终熄弧时间将越长，人工短路试验及实际运行记录证实了这个结论。为了缩短单相重合闸时间到一个合理数值（例如不大于1s），以满足系统稳定（见最佳重合闸时间）、继电保护配合等要求，同时不降低重合闸成功率，在500kV及以上电压的中长线路上，广泛采用了辅助的消弧措施，主要有两种：①在接到线路上作线路电容补偿的高压电抗器中性点处，经一适当数值的电抗接地，其作用等价于有一谐振电感与C_M并联，从而显著降低通过故障点的续流与跨过故障点的恢复电压，为故障电弧快速顺利最终熄弧提供了前提。这种办法在电力系统中已广泛采用。②在单相重合闸过程中，在断开后的故障相线路两侧，短时投入接地开关，使故障点处于基本零电位，达到快速熄弧的目的。对于特殊重要的重负荷线路（同杆双回线），如果考虑异名相故障（如甲线A相与乙线B相故障）情况下成功地实现按相重合闸，接地开关是一种可行办法。

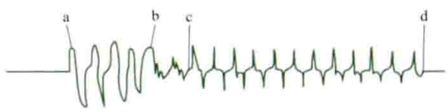


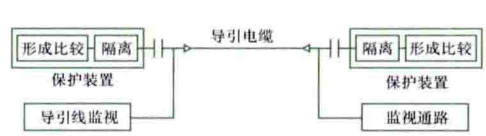
图2 159.3km 500kV某人工接地试验过程中故障点电流录波（无并联电抗器情况）

a-b阶段—限幅后的短路电流；b-c阶段—由b点开始为潜供电流，b-c阶段—时间为34.6ms，这阶段潜供电流的特点是包含很强的谐波分量；c-d阶段—在c点潜供电流过零，电弧熄灭，随后出现的故障点电流，实际上是多次再点弧电流

daoyinxian baohu

导引线保护 (pilot wire protection system) 以连接本线路两端间的电缆直接传输保护的规定电流形成量，并以其相互比较为动作判据的一种线路纵联保护。直接传输参与比较的电流形成量的电缆称为导引线。一般用于短线路上作为主保护。

组成 如图所示，保护装置由规定电流量的形成与比较单元以及隔离输出单元组成。一般规定电流量形成单元将输入的三相电流变成参与两端比较的单相电气量，以减少导引电缆的使用芯数。本端形成的电气量与对端由导引线传输的同一电气量在比较单元中实现相互比较并按电流差动原理工作。



导引线保护构成示意图

特点 ①规定电气量的形成，常采用简单的综合变流器方式。综合变流器一次侧的三相电流线圈匝数不同，二次侧

形成的电气量为 $n_A \underline{I}_A + n_B \underline{I}_B + n_C \underline{I}_C$。以相序分量形式表示为 $\underline{K}_1 \underline{I}_1 + \underline{K}_2 \underline{I}_2 + \underline{K}_0 \underline{I}_0$（$\underline{K}_1$、$\underline{K}_2$、$\underline{K}_0$ 为常相量），$|\underline{K}_1| = |\underline{K}_2|$，设计不同的综合变流器三相电流线圈匝数比 n，可得相应不同的 K 值。②保护的继电器部分与导引电缆间的连接必须经绝缘变压器隔离或类似的其他隔离方式，例如使用串联的中和变压器等，同时引入高压变电站开关场的导引线部分还必须采用屏蔽层对地绝缘的特殊电缆，以防止大气过电压经由导引线窜入变电站以及高压电力网发生接地故障时因变电站地电位升高造成对设备与人员安全的危险影响。上述两种绝缘的 1min 工频耐压水平要求可分为 8、15、30kV 等档次，视具体地电位升高的最大值而异。③连接变电站间的导引线，可采用芯对屏蔽层绝缘耐压不低于 2kV、芯间耐压不低于 0.5kV 的通信电缆，保护接到对绞芯线上以尽可能减少差模干扰。④用导引线监视装置不间断地监测导引电缆的状态。方法之一是在导引电缆的一端提供定量的直流，而在另一端监视该直流的数值。当导引电缆芯间短路或断线时，该直流偏离设定值，于是报警并自动闭锁导引线保护，防止其可能产生的误动作。

类型　依比较单元的工作方式及两端电流互感器相对极性接法不同而分为同极性接法的环流式与反极性接法的均压式两种。

（1）同极性接法的环流式。在正常运行与本线路外部故障时两端综合变流器二次侧经导引电缆流过循环电流，故称环流式，保护依两侧差电流而动作。环流式在导引线断线时误动，如导引线短路，则当内部故障时拒动。

（2）反极性接法的均压式。在正常运行或外部故障时两端综合变流器的二次侧电压相同，导引电缆中无电流，故称均压式，保护依两侧电压差而动作。均压式在导引线短路时误动，如果导引线断线，则当内部故障时拒动。

导引电缆自身的电阻与电容对保护工作有影响，其极端情况分别与断线或短路状态相当，当电阻或电容过大时需要采用相应的补偿措施。

导引线保护也可以用在一端加入工频交流使对端保护动作的方式实现远方跳闸。

用途　导引线保护结构简单，性能良好，是最早使用比较广泛的一种短线路纵联保护装置，多与高压输电电缆配套使用。由于技术（导引电缆过长引起导引线电阻与芯间电容过大）与经济（导引线电缆造价高）的因素，这种保护只适用在不长于 20～30km 的短线路上。

dengmianji dingze

等面积定则　(equal area criteria)　见暂态稳定计算。

dengweizenglü jingji diaodu

等微增率经济调度　(equal incremental economic dispatching)　按微增率相等原则分配并列运行发电机组（发电厂）之间负荷的经济调度方法。此法简便易行，且经数学论证是最经济的调度方法。对于电源全部为火力发电厂的电力系统及不太复杂的水电火电混合电力系统，用此法进行经济调度是行之有效的。

20 世纪初提出了并列运行的发电机组之间如何分配出力使总耗煤量为最低的问题，有学者认为按效率优先分配，也有学者提出按容量分配。30 年代初发现按耗煤量曲线导数相等的原则（即等微增率原则）分配出力可使总耗煤量为最少，1934 年从理论上证明了这一原理，而水火电间的等微增率（水火电协调方程）直到 1954 年才得以证明。

等微增率原则　发电机组的微增率是随发出有功功率的增加而增加的，即如图 1 所示是一条逐渐上升的曲线。这一特性使等微增率原则得以成立。下面以两台机组为例说明。两台机组的微增率曲线为 b_1 和 b_2（见图 1），分别发出 P_{G1} 和 P_{G2} 的有功功率，共同供给固定负荷 P_D，则 $P_{G1}+P_{G2}=P_D$，其中 P_{G1} 和 P_{G2} 是按相等的微增率值 λ 分配的。若要改变这一分配方法，使 P_{G1} 少发 ΔP_G，而 P_{G2} 多发 ΔP_G，则 $(P_{G1}-\Delta P_G)+(P_{G2}+\Delta P_G)=P_D$。于是从微增率曲线特性，可得结论：$\Delta P_G$ 出力的转移，使得第二台机组燃料消耗的增加量（图 1 中的面积 B）大于第一台机组燃料消耗的减少量（图 1 中的面积 A），即使得两台机组总的燃料消耗量增加了。因此，不按原来等微增率原则分配出力是不经济的。

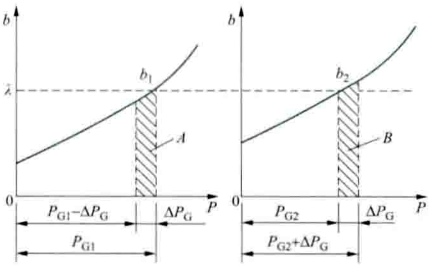


图 1　发电机组微增率曲线

等微增率方程式　当 n 台发电机组并列运行向负荷 P_D 供电时，不计线路损失，则可写出下列功率平衡方程

$$\sum P_i - P_D = 0 \quad (i=1,2,\cdots,n) \tag{1}$$

式中 P_i 为第 i 台机组发出的有功功率。

n 台机组的总燃料消耗 F 为

$$F = \sum F_i(P_i) \tag{2}$$

式中 F_i 为第 i 台机组发出 P_i 有功功率时的燃料消耗。

经济调度的任务是在确保系统功率平衡的条件下，分配各机组出力，使总的燃料消耗（或成本）最少。即在满足式（1）的条件下，求式（2）（目标函数）的极值。按照数学的拉格朗日乘子（λ）法，可以变为求下列辅助目标函数 L 的无条件极值

$$L = \sum F_i(P_i) - \lambda\left(\sum P_i - P_D\right) \tag{3}$$

使 L 达到极值的条件是对未知数 P_i 和 λ 取偏导数等于零，于是得出等微增率方程式（4）、式（5）

$$\frac{\partial F_i}{\partial P_i} - \lambda = 0 \qquad (i=1,2,\cdots,n) \tag{4}$$

或

$$\frac{dF_i}{dP_i} = \frac{dF_2}{dP_2} = \cdots = \frac{dF_n}{dP_n} = \lambda \tag{5}$$

以 b_i 代 $\frac{dF_n}{dP_n}$，则

$$b_1 = b_2 = \cdots = b_n = \lambda \tag{6}$$

式中 b_1、b_2、…、b_n 为各机组的微增率；λ 又称功率平衡乘子，其值随负荷 P_D 变化。考虑线路损失时的等微增率方程式见网损修正系数。

发电机组微增率　有耗煤微增率（即发电燃料微增率）、

成本微增率、耗水微增率等多种，水电与火电之间还要用到水煤转换系数。

耗煤微增率　火力发电机组输入燃煤增量与输出有功功率增量之比在输出有功功率增量趋向无穷小时的极限值。其含义是当机组从某一运行功率点上增加（或减少）一个单位功率时所需燃煤的增加（或减少）量，不同的运行功率点有不同的耗煤微增率值。耗煤微增率可用公式表示为

$$耗煤微增率=\lim_{\Delta P\to 0}\frac{\Delta C}{\Delta P}$$

式中 C 为输入燃煤；P 为输出有功功率。

耗煤微增率与煤耗是不同的概念，须加以区别。煤耗是指火力发电机组消耗的标准煤量与所发出的电能之比，单位为克/（千瓦·时）[g/(kW·h)]。单位时间内发电机组消耗的标准煤量与发出的有功功率的关系曲线称为耗煤特性曲线，见图 2。单位时间内机组耗煤量与有功功率之比称为单位煤耗量（或煤耗率），它表示机组在某一给定功率下的平均单位耗煤，在图 2 中是从原点到耗煤特性曲线上某一点连线的斜率，单位耗煤量的单位为克/（千瓦·时）[g/(kW·h)]。

单位耗煤量主要用以编制机组经济组合。图 2 耗煤特性曲线上各点的斜率（cb/ab）就是与之对应的 d 点功率的耗煤微增率。将曲线上各点的斜率绘成另一条曲线即得耗煤微增率曲线，如图 3 所示。耗煤微增率的单位是克/（千瓦·时）[g/（kW·h）]。

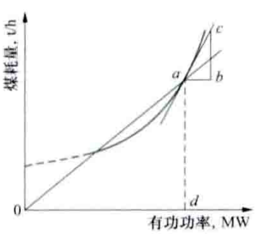


图 2　耗煤特性曲线

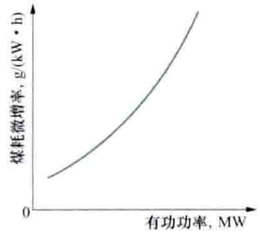


图 3　耗煤微增率曲线

成本微增率　火力发电机组发电成本增量与输出有功功率增量之比在输出有功功率增量趋向无穷小时的极限值。发电成本由固定成本和可变成本两部分组成。固定成本不随电厂出力的变化而变化，包括管理费、设备维修费和发展费（设备占用、折旧、还贷）等。可变成本随电厂出力的变化而变化，主要指燃料费用（包括燃料运输费用）。发电成本可表示为

$$E=G+F(P) \tag{7}$$

式中 E 为电厂发电成本；G 为电厂固定成本；F 为电厂燃料费用；P 为电厂出力。由式（7）对出力 P 取微分，可得成本微增率

$$\frac{dE}{dP}=\frac{dF}{dP} \tag{8}$$

由式（8）可知，其含义是以电厂某一输出功率为基准再增加微量功率变化时所需发电成本（主要是燃料费用）的增量值。应用成本微增率概念，能方便地找出应由哪一个电厂担负系统总负荷的微量变化，以使系统总发电成本为最小。

耗水微增率　水力发电机组（或水电厂）输入发电水量增量与输出有功功率增量之比在输出有功功率增量趋向无穷小时的极限值。用公式表示为

$$耗水微增率=\lim_{\Delta P\to 0}\frac{\Delta W}{\Delta P}$$

式中 W 为输入发电水量；P 为输出有功功率。

水力发电机组或水电厂在某一给定功率点上的耗水微增率等于水力发电机组或水电厂耗水量特性曲线在该点的斜率。不同输出功率相应有不同的耗水微增率值，一般水力发电机组耗水微增率与输出功率的函数关系曲线是向上弯曲的。水耗率与耗水微增率两者含义不同。水力发电机组或水电厂在某一水头下发出一定电力所需的水流量称为耗水量。水耗率为输入耗水量和输出功率的比值，是度量水力发电机组或水电厂在某一运行功率下的平均单位耗水量；而耗水微增率则表示在某一运行功率上额外增加或减少一个单位的功率时的耗水量增加值或减少值。应用耗水微增率能方便地找出应由哪些水电机组或哪一个水电厂担负系统总负荷的微量变化，使系统总的耗水量最少。耗水微增率是度量水力发电机组和水电厂的运行经济指标之一。为了降低耗水微增率值，应采取措施提高机组的运行效率，尽量减少引水设施的水头损失。

水煤转换系数　在电力系统中水电厂发单位电量的用水量所替代的火电厂发单位电量所用标准煤量，以 γ 表示。

具有水电火电的混合电力系统，其水火电协调方程式为

$$\frac{dF_S}{dP_S}=\gamma\frac{dQ}{dP_h} \tag{9}$$

式中 F_S 为火电总煤耗，t/h；P_S 为火电总出力，MW；Q 为水电厂耗水量，m^3/h；P_h 为水电厂出力，MW；γ 为水煤转换系数，t/m^3。当火电系统的功率微小变化被转移到水电厂时，则有 $dP_S=dP_h$，于是由式（9）得

$$\gamma=\frac{dF_S/dP_S}{dQ/dP_h}=\frac{dF_S}{dQ} \tag{10}$$

式中 γ 为水煤转换系数，其值等于水电厂发电用水变化单位流量时火电系统发电标准煤耗的变化量，γ 的度量单位是标准煤（t）/水（m^3）。γ 值越大，水电厂耗用 1m^3 水量所替代火电系统的标准煤量越多。

水电火电混合的电力系统按协调方程式的经济调度中，水煤转换系数必须通过选择来决定。这种选择须满足一定条件：如对于水头不变（或水头变化可以忽略不计）的水电厂，在运行周期内必须用完规定的水量，水煤转换系数始终保持为常数；对于变水头水电厂，在运行周期末水库水位必须泄落到规定的范围，水煤转换系数是时间的递减函数，即在运行周期开始时，γ 值大，越接近周期末其值越小，γ 值为零则表明额外增加 1m^3 水所替代的标准煤为零，此时继续增加水量就变得不经济了。

diya dianlixian kuandai tongxin

低压电力线宽带通信　（low-voltage broadband power line communication）　以 110V 或 220V 低压电力线作为通信介质，工作频率在 2～30MHz（也有将截止频率扩展至 50MHz 或以上）的电力线载波通信，简称宽带 PLC。电力线宽带通信是相对于使用 3～500kHz 频率的电力线窄带通信而言的，其数据速率可达每秒数百兆比特，甚至吉比特。低压电力线直达电力用户或用电设备，遍布用户家庭，覆盖范围广泛。低压电力线宽带通信可应用于智能电网用电信息采集、智能用电双向交互通信，也可用于组建家

庭宽带局域网。在10kV中压电力线上的宽带载波通信使用与低压电力线宽带通信相同的技术，正处于发展阶段。

发展阶段　从1997年起，宽带PLC发展经历了四个阶段。2001年以前采用高斯滤波最小频移键控（Gaussian filtered minimum shift keying，GMSK）、直接序列扩频（direct sequence spread spectrum，DSSS）或离散多音频调制（discrete multi-tone，DMT）技术，传输速率为1～4Mbit/s，验证了技术可行性；2001年后，引入了正交频分复用（orthogonal frequency division multiplexing，OFDM）技术，传输速率提升到10～45Mbit/s，进入试运行阶段；2004年后，使用更多子载波的OFDM和频带高利用率的调制技术，传输速率达到200Mbit/s，设备和系统成本进一步降低；2006年后，采用更宽频带和高阶调制技术，取得峰值500Mbit/s～1Gbit/s的传输速率。

中国低压电力线宽带通信技术的研究和应用基本与国际上保持同步。早期的宽带PLC技术主要用于小区宽带接入；随着五类双绞线和光纤到户的不断推进，宽带PLC主要应用到家庭内部，用于组建家庭宽带局域网；将宽带PLC用于电力系统用电信息采集，是中国的一项创举，已经实现规模应用。中国的科研工作者为此专门开发了具有自主知识产权的中频带（使用2～12MHz频段）载波通信芯片。

特点　与低压电力线窄带通信相比较，宽带PLC具有以下优点：①采用更宽的频率范围，能够提供更高的数据传输速率。将使用频段提高到30～50MHz，通过采用OFDM和高阶调制技术，可将传输速率提高到200～1000bit/s。②更强的抗干扰能力。将使用频率提高到2MHz以上，避开了大量的低频噪声，同时使用多路窄带子载波，极大地提高了抗干扰能力。③可网管能力。采用标准的传输控制协议/网际协议（transmission control protocol/internet protocol，TCP/IP），可实现基于简单网络管理协议（simple network management protocol，SNMP）的远程网管，提高了可维护性。④多种通信接口。可根据需要选择以太网接口或者RS485、RS232等串行接口。⑤可灵活配置系统参数和工作状态。依靠软件编程，可根据现场情况灵活配置载波工作频率及频带宽度。⑥支持陷波，可灵活配置子载波工作状态。通过软件设置，可配置各子载波是否工作，以规避干扰频点，或避免干扰合法频率正常工作。但宽带PLC的单跳通信距离受限，需要借助复杂的路由组网技术实现全覆盖。

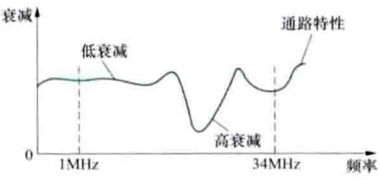
技术关键点和难点　衰耗和失真严重、不可预知的各种噪声干扰、宽范围的阻抗变化，多径时延传播特性等。

低压电力线宽带通信所使用的频段中，衰减和噪声都会对通信的数据速率和传输距离产生很大影响，而且影响的程度随频率的不同而变化。低压电力线信道的各种参数（如分布电容、分布电感、负载性质、负载阻抗值、噪声等）都是动态的，而非恒定的。

图中所示为典型的低压电力线宽带通信信道的传输特性，对不同频率的信号，信道衰减幅度差别很大。

低压电力线宽带通信的通道特性还具有随时间变化的特点。电力线的负载会随着人们的用电习惯和工作时间变化，负载的变化带来的是电流和阻抗的变化，这些因素会影响电力线通信的效果。

应用　低压电力线宽带通信技术经过十余年的高速发展已日趋成熟，相关IEEE 1901和ITU G.hn等国际标准也已发布。该技术主要用于承载电力系统业务，是建设智能电网的支撑技术之一，为低压电力线宽带通信技术的发展带来了更大的机遇。该技术有两个主要应用方向：①向更高速率方向发展，用于家庭联网应用。②向低功耗、低成本、高可靠性、高集成度方向发展，用于用电信息采集，还可以用于电动汽车与充电桩通信、分布式电源接入通信等领域。在有线电视双向数字化改造中，也可以将该技术用于同轴电缆中，称为EoC（ethernet over coax）。



典型低压电力线宽带通信信道频域传输特性

diya dianlixian zhaidai tongxin

低压电力线窄带通信

（low-voltage narrowband power line communication）　以110V或220V低压电力线作为通信介质，工作频率在500kHz以下，通信速率低于1Mbit/s的电力线载波通信，简称窄带PLC。在国际电工委员会IEC 61000-3-8标准中规定电力部门专用频带为9～95kHz，但一般各国执行的标准会更为宽松。DL/T 698.35—2010规定，“采用低压电力线载波通信时，其载波信号频率范围应为3～500kHz，优先选择IEC 61000-3-8规定的电力部门专用频带9～95kHz”；美国联邦通信委员会规定的电力载波频带为9～490kHz；欧洲电气标准委员会的EN50065-1规定电力载波频带为3～148.5kHz。

由于电力线是用于电能传输的线路，并非理想的通信信道，信道呈现高噪声、强衰减、负荷变化剧烈、阻抗变化大、频率响应不平坦等特征，要实现可靠的数据传输，必须解决以下问题：①电气设备、控制设备、空中无线电等噪声对传输可靠性的影响；②线路、各种电气设备、阻抗波动、阻抗不匹配以及容性负载引起的信号衰落；③电力线分支以及网络不均衡引起的多径衰落对传输可靠性的影响。

技术关键点和难点　①阻抗特性。电力线网络可看成由许多电阻、电容和电感组成的网络，低压电力线载波通信信道的电参数随时间、地点变化，相应地，输入阻抗也往往急剧变化。这样发送设备的输出阻抗和接收设备的输入阻抗均难以匹配，从而给系统设计带来相当的困难。②信道衰减特性。电力线信道对各种频率信号衰减的程度是选择载波频率的主要依据。信号的衰减主要取决于经由的路径和网络上所连接的负载。总体上说，电力线信道中信号的衰减趋势是随着频率上升、距离增大而增加，但并非单调递增。③噪声特性。电力线载波通信的最大干扰是噪声，其主要来源是电力线网络上的所有负载，以及对无线电广播、天线的耦合等等。电力线载波信道噪声包括有色背景噪声、窄带噪声、与工频异步的周期性噪声、与工频同步的周期性噪声、突发性噪声。

简史　20世纪90年代以前，低压电力线窄带载波通信系统采用的是频率调制（frequency modulation，FM）、相移键控（phase shift keying，PSK）等窄带调制解调技术，抗

噪声干扰和多径干扰能力差，对电力线信道的适应性也差，其传输速率一般为1200bit/s或更低；90年代以后，将现代通信技术，如扩频通信技术、多载波调制、正交频分多路复用（orthogonal frequency division multiplexing，OFDM）、信道纠错编码、多路访问等技术引入低压电力线窄带载波通信领域，使窄带频率利用率和通信速率大大提高，通信速率峰值可达200～500kbit/s。

中国采用的技术主要有扩频加窄带频移键控（frequency shift keying，FSK）、扩频加窄带相移键控（PSK）、正交频分复用（OFDM）等，但因各个企业采用的企业标准不同，在频率选择、调制方式、传输技术及组网技术方面各有特点，难以实现不同产品间的互操作。

发展及应用　低压电力线窄带载波通信技术发展的一个重要方向是应用OFDM调制方式及其标准化，以提高信道利用率和通信速率，并实现不同厂家产品的互联互通。具有代表性的低压电力线窄带载波通信技术标准是法国的G3和西班牙的PRIME，以及由此而产生的ITU-TG.hnem和IEEE 1901.2国际标准。这些标准均采用OFDM作为核心技术，主要对物理层和MAC层进行了定义。

低压电力线窄带载波通信技术主要应用于用电信息采集、智能家居、楼宇自动控制、路灯监控等领域。随着智能电网研究和建设得快速推进，一些新兴领域也开始采用低压电力线窄带载波通信技术，如家庭能源管理、电动汽车与充电桩之间的信息交换，以及太阳能光伏发电数据的采集等。

dianxing diaodu zidonghua xitong

典型调度自动化系统　（typical dispatching automation system）　为了解电网调度自动化系统的具体构成和应用情况给出的调度自动化系统典型说明例。一套典型的电网调度自动化系统（称为智能电网调度技术支持系统）的硬件配置如下页图所示。该系统遵循面向服务架构（serviceoriented architecture，SOA）的思想进行了设计和实现。

典型调度自动化系统将以往电网调度控制中心内部独立建设的能量管理系统、广域测量系统、电力系统在线动态安全分析与预警、电能量计量系统、水电监视与调度系统、继电保护故障信息管理系统、雷电监视系统、调度生产管理信息系统等十余套应用系统，在一体化支撑平台上集成整合为实时监控与预警类应用、调度计划类应用、安全校核类应用和调度管理类应用四大类应用。系统满足“横向集成、纵向贯通”的要求，将功能应用和图形界面的服务范围从单个调度机构的单项应用拓展为整个电网的调度系统，实现各级调度机构之间的数据交换和共享；满足电网调度实时、准实时和生产管理业务的各项需求，实现各级电网调度技术支持系统的一体化运行、一体化维护和一体化使用。

系统硬件配置按照计算机网段划分为数据采集与交换、数据存储、应用和人机四大类。数据采集与交换处于本系统内网和外网的边界，主要完成与外部系统的信息交换；数据存储和应用相对独立，遵循安全防护的要求，在安全Ⅰ区、Ⅱ区进行统一的基于存储区域网络（storage area network，SAN）的数据存储，在安全Ⅲ区配置另外一套存储区域网络的数据存储；根据不同应用的业务特性来配置相应的应用服务器群；人机工作站按照安全区统一配置。

dianchang changzhi xuanze

电厂厂址选择　（selection of power plant site）

根据电厂的特点和运行管理需要，结合地区电力发展规划，通过调查勘探和全面的技术经济比较，选定符合要求的厂址的工作。是各类电厂前期工作的主要内容，作为电厂可行性研究报告的重要组成部分，是一项涉及多个专业的综合性工程任务。按电厂的不同类型，电厂厂址选择分为火电厂厂址选择、核电厂厂址选择、水电站坝址选择、风电场及太阳能电站厂址选择。

火电厂厂址选择　火力发电厂（见图1）厂址选择的工作程序如下：在初步可行性研究阶段进行规划选厂，在可行性研究阶段进行工程选厂。厂址选择的基本原则是综合考虑建厂自然条件和各方面的要求，满足建设火力发电厂所必需的场地、燃料、水源、灰场、交通运输、地质、水文气象、出线、环境保护、施工条件和其他特殊要求等。



图1　上海漕泾发电厂（拥有2台1000MW超超临界高效清洁燃煤机组，分别于2010年1月和4月投产）
（中国电力投资集团公司　提供）

规划选厂　以电力系统中、长期发展规划为依据，在比较大的地区范围内选出几个适于建厂的地点，开展调查研究，做出技术经济条件的对比论证，推荐出最佳厂址，提出有关厂址的建设顺序和建设规模，搜集必需的原始数据和条件，编制初步可行性研究报告，经审批后，由工程项目的建设单位提出项目同意开展前期工作的申请，为开展项目可行性研究提供基础。

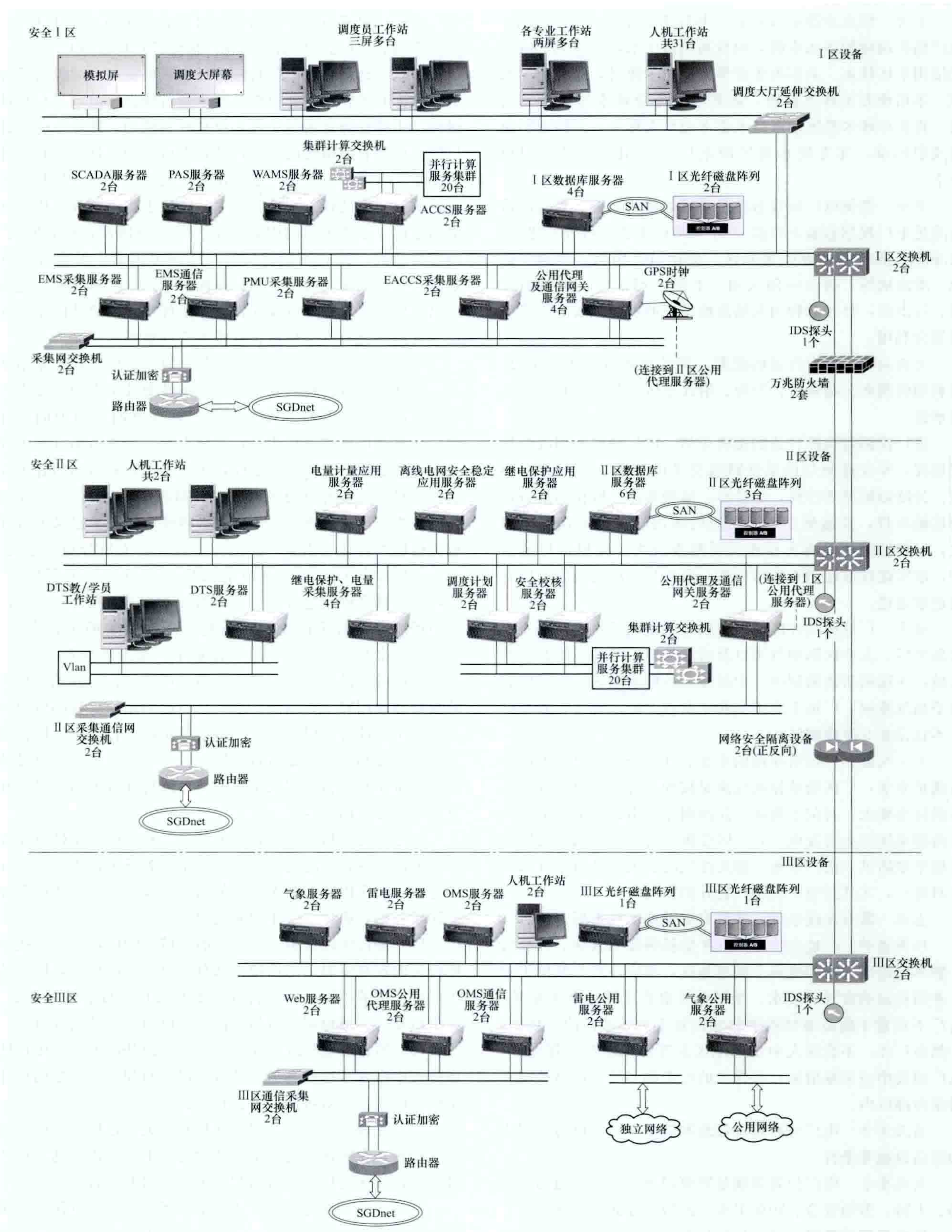
工程选厂　以同意开展项目前期工作或审定的初步可行性研究报告为依据，对厂址做详尽的调查研究，进行必要的勘测，签订各项协议，落实建厂条件，做出厂址方案的技术经济比较，提出推荐厂址并编制可行性研究报告，经审批后，由项目的建设单位提出项目核准申请报告，经决策部门批准，作为项目列入国家年度建设计划和开工的依据。

场地　厂区用地需满足生产要求，但又必须尽量节约，尽可能减少拆迁和土石方工程量，特别要避免占用农田，并根据生产、施工和生活区的需要分期征用。

厂址应避让重点保护的自然和人文遗址，也不宜设在有重要开采价值的矿藏上或采空区上。

燃料　必须有落实的可供火电厂在规划容量下至少30年燃用的燃料来源和相应的分析资料。

火电厂一般以动力煤作为主要燃料，提倡燃用洁净煤。燃气轮机则用油、气作为燃料。为避免燃料的长途运输，提



典型调度自动化系统硬件配置

倡建设坑口电厂或煤电一体化电厂。需要采用铁路和水路长途运输燃煤的火电厂，宜采用较好的煤质。

水源　供水水源必须可靠，并应考虑水利规划的影响。应严格控制使用淡水水源，积极利用再生水，坑口电厂应首先使用矿区排水。采用再生水作为补给水源时，应有备用水源。采用地表水作水源时，需采取措施保证水源不受到污染。直流冷却水系统的温排水需考虑生态环境，热污染不超过规定标准。北方缺水地区的电厂生产用水严禁取用地下水。

灰场　燃煤电厂须设有容量足够的储灰场地，其存储量应满足电厂规划容量下存放20年灰渣的需要，可分期建设。灰场应尽量利用附近的塌陷区、废矿坑、山沟、洼地、荒地、滩涂地等，避免占用农田，不能占用江河、湖泊的蓄洪、行洪区，并考虑利用灰场造地还田的可能。灰渣应尽可能综合利用。

交通运输　要有合适的燃料、设备和器材的运输手段。可利用铁路和公路运输，沿海、沿江地区，条件适宜时可采用水运。

进厂铁路需选择合适的接轨车站，电厂铁路专用线应尽量短捷，并应避免与国家铁路线交叉或建造大型桥梁、隧道。公路运输灵活性高，运量小，运费高，一般在不具备铁路运输条件，且运量小、运距短时采用。水运的运输能力大，运费低廉，但码头和相关设施投资大，应根据厂址条件，落实建设水运码头的可行性，码头与厂区之间应有良好的运输通道。

地质　厂址应设在区域地质构造稳定区段，避开地质灾害易发区、采空区影响范围以及岩溶发育、滑坡、泥石流的区域，并远离活动断裂带。中国是地震频发地区，需对地震给予高度重视，厂址不应该设在9度以上的地震区，大型电厂不宜设在9度地震区。

水文气象　厂址所在地的水文、气象条件对电厂的影响应满足要求，厂区场地标高应满足按规划容量等级所规定的防洪标准要求。对位于海滨、江河湖旁、山区、水库下游及有内涝地区的火力发电厂，厂区受洪（涝）水、风暴潮影响时应采取防洪（潮）措施。需关注气温、风、暴雨等气象参数对电厂，尤其对空冷发电厂设计的影响。

出线　需有出线条件，并留有足够的出线走廊。

环境保护　厂址应位于大气扩散稀释能力较强、大气污染物本底浓度较小和噪声非敏感地区，并应注意与其他工业企业所排出的废气、废水、废渣和放射性废物的相互影响。电厂不宜建于附近城镇或生活区按常年主导风向的上风侧。除热电厂外，不宜在大中城市城区及近郊区新建燃煤电厂。电厂建设中应采取措施，将排放的污染物和噪声严格控制在国家标准以内。

施工条件　电厂应有施工场地和施工必需的电力、用水和通信设施等条件。

其他要求　电厂位置须满足军事设施、电台、通信、机场、人防、劳动安全、职业卫生、消防等方面的特殊要求。

核电厂厂址选择　核电厂厂址选择需要综合考虑核安全和常规技术经济性两大因素来进行。核安全的要求是确保核电厂在其寿期内安全运行并确保公众和环境受到的放射性辐射尽量少；常规的技术经济性内容与火电厂基本相同。核电厂厂址选择一般要经过厂址普选、厂址条件确定、厂址查勘、厂址评价、厂址选择报告和厂址审批几个环节，作为核电厂可行性研究阶段（包括初步可行性研究和可行性研究）的主要内容。（见《核能发电卷》核电厂厂址选择）

厂址普选　在选定的目标区域内，根据核电建设对厂址的要求而开展针对性地分析并给出适宜建设核电项目厂址的过程。主要任务是通过室内选点和现场踏勘，排除不适宜建厂的区域和有颠覆性因素的厂址，对可能的厂址进行特征评价及建厂条件分析比选，推荐出两个或以上可以开展初步可行性研究工作的候选厂址，并对下阶段工作重点和工作方向提出建议。主要考虑的因素包括：①安全因素：地表断裂、地震活动性、极端气象现象等；②环境因素：城乡发展规划、自然保护区、历史文物古迹保护等；③技术因素：电力送出条件、地形条件以及大件运输条件等；④经济因素：拆迁工程量、土石方工程量、取排水工程量等。

厂址条件确定　给出可接受的适宜厂址应具备的基本条件，包括技术可行性、安全性和经济性等几个方面。技术可行性方面的基本条件主要有：①厂址在电网布局中的合理性；②具有可靠的冷却水源；③具有满足特殊运输（重大设备部件和乏燃料运输）的条件；④满足工农业布局的合理要求；⑤具有足够的可用地面积（包括施工场地）。安全性方面的基本条件主要有：①不存在影响核电厂安全且又无有效解决措施的特征或因素；②由厂址特征（人口分布、地震、水文、气象等）导致的事故潜在后果在可接受的限值内；③可实施核事故应急计划。经济性方面的基本条件主要有：①与场地平整有关的土、石方量，开挖周期的可接受性；②取、输水及排水构筑物的工程量小，施工周期短；③新、改建交通运输设施的工程量小，施工周期短；④占地、移民的数量和费用较少；⑤由厂址特征引起的附加工程的费用较少；⑥由厂址特征引起的附加运行费用较少；⑦由厂址特征引起的三废和乏燃料处置费用较少；⑧建立核事故应急设施的工程费用和常备费用较少；⑨与厂址特征有关的总投资和总运行维修费用较少。

厂址查勘　根据厂址普选的结果，在考虑安全性及非安全性方面的各种问题之后，确定一个或若干个优先候选厂址的过程。工作内容涉及大区域的研究与调查，一般从所考虑的区域开始，通过三个步骤来完成：

（1）进行区域分析。在较大的区域范围内，采用某些厂址特征的现有资料来筛选掉大部分不宜建厂的地区，同时给出可能厂址的范围。厂址特征主要有人口密度、地表断裂、火山活动、区域地震、冷却水供应、电力负荷及输配电等。

（2）筛选可能厂址。在第一步工作的基础上，采用在区域分析中尚未考虑的其他厂址特征以及对那些已考虑的特征用较精确的准则对可能厂址进行筛选。

（3）比较候选厂址。搜集并核对有关候选厂址特征的更详尽资料，在确保满足安全特征的前提下，给出候选厂址的排序，建议优选厂址并写入初步可行性研究报告。

厂址评价　通过对一个或若干个候选厂址进行深入详细的调查研究，以确定技术、安全和经济上的适宜厂址，并提出推荐厂址的过程。厂址评价时，要确定与推荐厂址的特征有关的每一个外部事件的设计基准、风险概率，还应考虑多种外部事件的合理组合和频率标准，以及由厂址特征引起的

附加工程量、施工周期、工程投资及运行费用等。应充分考虑外部事件的叠加或称为次生事件，如地震造成的泥石流、山体滑坡引发的洪水、交通阻断等对核电厂安全、应急措施的影响等。

厂址选择报告　对所选厂址综合技术、安全和经济所做出的论证报告，是厂址选择工作的主要成果。基本内容包括：任务依据、责任者及工作概况；遵循的法规、标准；厂址概貌和特征；主要技术、经济评价；安全评价；环境影响评价；当地政府意见；存在问题及处置对策；结论及需补充进行的工作。此外，还应包括厂址地理位置图，总平面布置图，各项协议文件，各项勘察、试验和观测的专题报告及其他支持性文件。

厂址审批　所选厂址获得国家主管部门批准所进行的审查及最终确定厂址的工作过程。厂址审批包括专题审批和决策审批。专题审批是由各个与核电厂建设有关的国家专管部门进行的技术经济、核安全、环境影响、职业卫生和人文社会方面的专门审查，各专管部门根据审查结果分别提出相应的审批报告作为决策审批的依据。决策审批是由国家基本建设项目主管部门从全局出发所进行的最终审查和批准。

水电站坝址选择　在预定的河段上选择良好的坝址是水电站（见图2）工程建设的重要决策步骤之一。坝址选择的基本原则是要充分掌握可供比选坝址的基本资料，综合考虑地形、地质、枢纽布置、施工等条件，要特别重视各坝址存在的重大地质问题及处理方案的可靠性和经济性，有时征地移民安置也是选择坝址的因素。一般以各坝址的代表坝线、坝型、枢纽布置及同等深度的设计，进行技术经济综合比较。最后根据综合反映投资、工期、工程效益、对环境的影响等因素的分析结果，结合技术条件的论证选定坝址。对坝址的基本要求是具备建坝和建库的地质、地形条件，不存在难以解决的工程地质和水文地质问题，还应具备有利于枢纽建筑物的布置，便于导流和施工，交通运输便利，天然建筑材料丰富，可形成较大库容，淹没、浸没损失较小等。（见《水力发电卷》坝址）



图2　江苏宜兴抽水蓄能电站（总装机容量4×250MW，江苏省第一座百万装机规模的日调节纯抽水蓄能电站，2003年8月主体开工，4台机组分别于2008年5月1日、7月21日、9月19日、11月20日相继投入商业运行，荣获2010年度中国建设工程鲁班奖）（中国电力建设集团有限公司　提供）

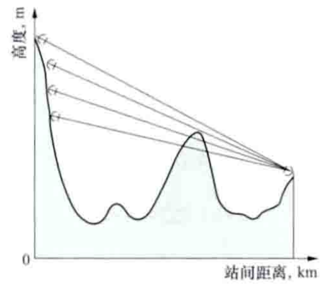
风电场及太阳能电站厂址选择　风电场有陆地风电场和海上风电场两种类型；太阳能电站也有光热电站和光伏电站两种类型。厂址选择的基本原则是在风能、太阳能资源调查与总体规划的基础上，综合考虑电力需求、土地使用、交通运输、电网建设、环境保护、设备供应和运行可靠性和经济性等，合理选定建设规模，选择最佳的厂址方案。

diancibo chuanbo yuce

电磁波传播预测

(prediction of electromagnetic wave propagation)　无线电通信系统建立前，为了解所在地区电磁波传播的一般状况，为建站（选择站址及确定天线高度等）提供通道设计参数，在一些站段或地区所进行的电磁波传播测试。测试的内容主要有通道传输损失、衰落深度的估算、障碍物的等效地形参数、站段的等效反射系数、通信站的各类干扰（如雷达、卫星、工业、其他通信系统及自身系统的干扰等）等。

电磁波传播预测方法是：使用线路工作频段（或接近的频段）上的收发信设备在相应的地点模拟正常传输状态及衰落状态，测量有关数据。根据测量项目，可以采用常规的接收信号强度测试、信号强度随收发天线高度变化的试验（见图）以及信号衰落随频率变化的试验等。



电磁波信号强度随天线高度变化试验

电磁波传播预测所使用的仪器设备要求有较高的可靠性和稳定性，并能够在恶劣的环境条件下工作。为了应付各种可能的通道情况，测试系统要有较高的灵敏度和较大的电平余量。

通过电磁波传播预测能够掌握站段（或地区）的电磁波传播特性，发现通道问题，确保建站后传输通道的畅通。在一些站段（或地区）由于进行了电磁波预测进一步掌握了通道情况，往往可使设计天线高度下降或将站址迁移到更为有利的地点或者加长站距、减少站段，甚至使系统结构更为合理，给通信工程带来较高的经济和社会效益。

在不进行实地测试的站段或地区，为了研究通道特性和系统的稳定性，也需对电磁波传播的特性进行理论分析和预估算（即预测）。

电磁波传播预测也可以用射线跟踪法完成，此方法可以有效弥补实地测量耗费的人力、物力和财力的缺陷。它通过电磁辐射的测量和分析，建立电磁波传播预测的确定性模型，以模型来描述该地区的电磁传播特性。

dianci huanwang

电磁环网

(parallel operation of different voltage)

不同电压等级的电力网，通过变压器的磁回路或电与磁的回路连接构成的环网。多数电磁环网包含两种电压等级。有的低压侧是较弱的联系，如图1所示；有的低压侧有较强的联系，如图2所示。电磁环网的可靠性较低，当高压侧输电线路故障断开时，可能引起联络变压器或低压侧

线路过负荷，甚至引起稳定破坏，对此须采取措施。

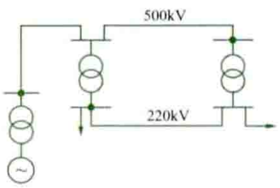


图 1　简单电磁环网

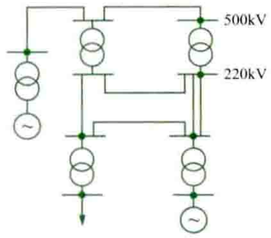


图 2　复杂电磁环网

电磁环网是电力系统发展过程中的产物，在高一级电压的电力网建设的初期，往往形成电磁环网运行。随着高一级电压电力网发展加强，需要有计划地及早打开电磁环网，将较低电压电力网解列为区域供电网。

diancishi dianliu huganqi

电磁式电流互感器　(electromagnetic current transformer)　利用两绕组间电磁感应作用将一次侧交流电流按额定电流比转换成二次侧电流的变换设备。电力工程中广泛采用的二次电流的额定值为5A或1A。

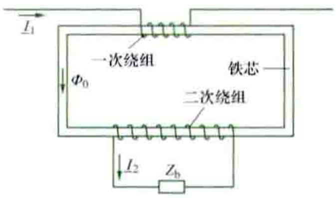


图 1　电磁式电流互感器工作原理

工作原理　如图1所示，电磁式互感器的一次绕组串联在电力设备中；二次绕组接保护装置；Z_b 表示包括连接导线阻抗在内的二次阻抗。

根据变压器的基本理论，得到稳态条件下电磁式电流互感器的磁通势平衡方程式的复数形式

$$\underline{I}_\mu N_1 = \underline{I}_1 N_1 + (-\underline{I}_2 N_2) \tag{1}$$

式中 $\underline{I}_1$、$\underline{I}_2$、$\underline{I}_\mu$ 分别为一次、二次电流和励磁电流的相量；N_1、N_2 为一次、二次绕组匝数。

如果忽略很小的励磁磁通势，并只考虑一次、二次电流大小之间的关系，则有

$$I_1 N_1 = I_2 N_2 \tag{2}$$

从式(2)可以看出，在不计励磁的情况下，二次电流能线性反映一次电流的大小，即可测量一次电流。

工作特点　①电磁式电流互感器的一次绕组与高压电路串联。②电磁式电流互感器的二次回路不允许开路，防止产生危险的过电压。③电磁式电流互感器的二次回路必须有且只允许有一点接地，以提高抗干扰能力。④电磁式电流互感器变换的准确性主要受二次负荷和一次电流大小的影响。

误差分析　误差可分为稳态误差和暂态误差。

稳态误差　电磁式电流互感器一次电流为稳衡电流时，其二次电流出现的误差为稳态误差。式(2)是在不计励磁的情况下得到的，而实际情况并非如此，图2给出了电磁式电流互感器的简化相量图，Φ_0 为主磁通，$\underline{E}_2$ 为二次绕组的感应电动势。

从图2可见，电磁式电流互感器的基本误差有变比误差 ΔI（简称比差）和角度误差 δ（简称角差）。

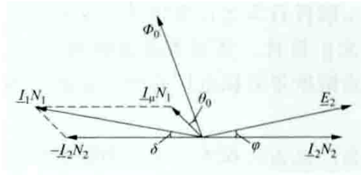


图 2　电流互感器简化相量图

当很大的电流流过电磁式电流互感器时，铁芯的磁通密度很高，由于铁磁材料的非线性特性、励磁电流的波形畸变，二次电流也就不是正弦波，这样就不能用前述两个误差定义式来定义，而要用复合误差来定义。

比差、角差、复合误差均属于稳态误差。

(1) 变比误差。电流互感器对电流大小测量误差的反映，定义为折算到一次侧的二次电流与实际一次电流间的数值差，并用百分数表示，即

$$\Delta I = \frac{K_N I_2 - I_1}{I_1} \times 100\% \tag{3}$$

$$K_N = \frac{I_{1N}}{I_{2N}} \tag{4}$$

式中 K_N 为额定电流比（即额定一次电流与额定二次电流之比）；I_1 为实际一次电流；I_2 为一次绕组通过 I_1 时实际的二次电流。

(2) 角度误差。实际一次电流相量与转过180°后的二次电流相量间的夹角，即图2中的 δ 角。

(3) 复合误差。电磁式电流互感器二次电流与二次电流乘以变比后数值的差值在一个信号周期内的方均根值，又称均方根误差。

(4) 10%误差曲线。电流互感器的误差与负荷阻抗的大小有关系。实际上，规定误差不得超过10%。这是指在最不利情况下，当负荷阻抗的大小确定为某值时，为保证电流互感器的变比误差不超过10%，一次电流 I_1 相对于额定电流 I_{1N} 的倍数 m_{10}（$m_{10} = I_1/I_{1N}$）不能超过规定的数值。不同的负荷阻抗，对应于不同的规定限值 m_{10}，从而形成一条限制曲线，称为10%误差曲线。

暂态误差　当一次电流发生突变时，电磁式电流互感器二次电流在暂态过程中出现的误差。

电磁式电流互感器的暂态误差是互感器铁芯非线性特性引起的一种固有特性。影响电流互感器暂态误差的因素主要有短路电流水平和故障初相角、电力系统一次时间常数、电流互感器铁芯剩磁、电流互感器铁芯饱和特性及电流互感器二次负载等。电流互感器暂态误差严重影响现代超高压电力网快速继电保护装置的正确工作。

diancishi dianya huganqi

电磁式电压互感器　(electromagnetic voltage transformer)　根据电磁感应原理将一次侧交流电压按额定电压比转换成二次侧电压（额定值100V或 $100/\sqrt{3}$V）的变换设备。电磁式电压互感器的工作原理与一般电力变压器的基本相同，可认为是一种测量变压器。

工作特点　①电磁式电压互感器的一次侧与高压电路并联，因此，其一次工作电压只取决于接入点的一次电压。②电磁式电压互感器的二次回路不允许短路，以免产生危险的短路电流。③电磁式电压互感器变换的准确性主要受二次负荷大小的影响。

误差分析　工频稳态情况下电磁式电压互感器可用图1

所示的等效电路表示。图中 Z_1'、Z_μ'、Z_2、Z_L 分别为电磁式电压互感器的一次侧漏抗、励磁阻抗（均已归算到二次侧）、二次侧漏抗及负荷阻抗。

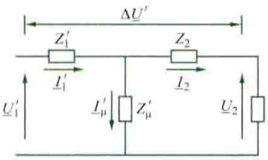


图 1 电磁式电压互感器等效电路图

从图 1 可导出各相量间的关系为

$$\begin{aligned}\underline{U}_1' &= \underline{U}_2 + \underline{I}_2 Z_2 + \underline{I}_1' Z_1' = \underline{U}_2 + \underline{I}_2 Z_2 + (\underline{I}_2 + \underline{I}_\mu') Z_1' \\ &= \underline{U}_2 + \underline{I}_\mu' Z_1' + \underline{I}_2 (Z_2 + Z_1')\end{aligned} \tag{1}$$

式中 $\underline{U}_1'$、$\underline{U}_2$ 分别为电磁式电压互感器一次电压（归算到二次侧）、二次负荷电压；$\underline{I}_1'$、$\underline{I}_\mu'$、$\underline{I}_2$ 分别为互感器一次电流、励磁电流（均归算到二次侧）、二次电流。

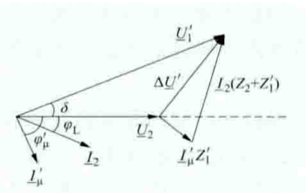


图 2 电磁式电压互感器相量图

电磁式电压互感器一次、二次侧各相量关系如图 2 所示，图中的一次侧的电量值均已归算到二次侧。

电磁式电压互感器的误差表现为 $\underline{U}_1'$ 与 $\underline{U}_2$ 的差异，二者不但在数值上不完全相等，相位也存在差别，分别称为变比误差和角度误差。

变比误差　反映电压互感器对电压大小的测量误差，定义为折算到一次侧的二次电压与实际一次电压间的数值差，并用百分数表示，即

$$\Delta U = \frac{K_N U_2 - U_1}{U_1} \times 100\% \tag{2}$$

$$K_N = \frac{U_{1N}}{U_{2N}} \tag{3}$$

式中 K_N 为额定电压比（即额定一次电压与额定二次电压之比）；U_1 为实际一次电压；U_2 为对应的实际二次电压。

角度误差　实际一次电压相量与二次电压相量间的夹角，即图 2 中的 δ 角。

diancixing jidianqi

电磁型继电器

（electromagnetic relay）　利用输入电路内电流在电磁铁铁芯与衔铁间产生的吸力作用而工作的一种电气继电器。其工作原理与电磁型测量仪表类似。利用外加电气量在固定的电磁线圈通过电流，控制定向磁场的变化，使位于两磁极间的可动导磁系统位移或偏转，从而使可动系统的动触点与继电器静触点间的相对位置突然改变。

继电器的动作特性以动作安匝表示。使动触点与静触点正常相对位置（如由动合触点变为闭合）加入继电器的电量值称为该继电器的动作值；而动触点由动作位置返回至正常位置时的电量值称为返回值。返回值与动作值之比为该继电器的返回系数。对过量型交流继电器，一般要求返回系数不低于 0.85～0.9；直流继电器的返回系数则颇低。

电磁性继电器　分为交流继电器与直流继电器两大类。

交流继电器　有反应单一电气量的电压、电流继电器以及用于交流操作的时间继电器。电压、电流继电器均有过量型与欠量型两种，均为瞬时动作与瞬时返回类型。

直流继电器　由电磁线圈通电与断电决定其工作状态，一般为瞬时动作与瞬时返回型。亦有采取延缓磁场变化措施而构成的延时动作与延时返回型继电器。主要有中间继电器、时间继电器、信号继电器等。

diandongji baohu

电动机保护

（motor protection）　反应电动机故障和异常运行的主设备保护。保护动作于信号或跳闸（切断电源），使电动机免遭损坏，并减少对系统的影响。

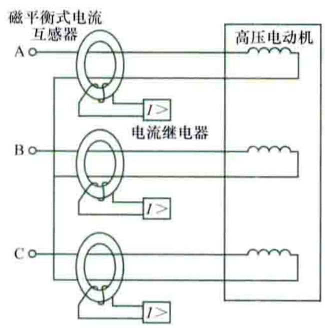
故障形式及异常状态　主要包括：①定子绕组相间短路。②定子绕组单相接地。③定子绕组过负荷。④定子绕组低电压。⑤同步电动机失步。⑥同步电动机失磁。⑦同步电动机出现非同步冲击电流。⑧相电流不平衡及断相。

保护形式　电动机主要有异步电动机和同步电动机两类。不同类型或不同容量的电动机的保护配置不相同。

异步电动机保护　主要包括纵联差动保护、电流速断保护、零序电流保护、负序电流保护、起动时间过长保护、堵转保护、低电压保护、过负荷保护等。

（1）纵联差动保护。作为电动机定子绕组及其供电电缆的相间短路故障的保护，瞬时动作于跳闸，主要用于 2MW 以上的电动机。除传统的纵联差动保护外，磁平衡式差动保护也在电动机中得到了应用。

纵联差动保护原理参见发电机保护。磁平衡式差动保护原理如图所示，电动机各相定子绕组始端和中性点端的引线穿过同一磁平衡电流互感器的环形铁芯。电动机在起动、正常运行或外部故障时，流入各相始端的电流与流入中性点端的电流在铁芯上产生的磁场相互抵消，即处于磁平衡状态，二次侧不产生电流，保护不动作。当电动机内部出现相间短路或接地故障时，故障电流破坏了电流互感器的磁通平衡，二次侧产生电流，保护动作于跳闸，切除故障。



电动机磁平衡式差动保护原理接线图

（2）电流速断保护。作为电动机相间短路故障的保护，瞬时动作于跳闸，主要用于 2MW 以下的电动机。

（3）零序电流保护。作为单相接地故障的保护。高压电动机一般接于中性点非直接接地电网，当电网对地电容较大时，电动机内部接地故障所产生的接地电流较大，可能危及电动机的安全运行，须装设反应接地故障的零序电流保护，动作于跳闸，切除故障。

（4）负序电流保护。作为不对称短路、匝间短路、断相、相序接反以及供电电压不平衡等的保护，动作于跳闸。一般用于 2MW 及以上重要电动机。

（5）起动时间过长保护。用于防止电动机起动时间过长造成电动机过热，甚至烧毁，动作于跳闸。

（6）堵转保护。用于防止电动机在起动或运行过程中发生堵转，电流急剧增大，烧毁电动机，动作于跳闸。

（7）低电压保护。当供电电压降低或外部故障切除后电压恢复时，电动机自起动可能导致供电电压进一步降低，造成重要电动机自起动困难，因此不重要或次重要的电动机可

装设低电压保护，在电压降低时，延时将电动机断开。

(8) 过负荷保护。用于防止过负荷造成电动机发热危及电动机运行安全。包括定时限过负荷保护、反时限过负荷保护以及其他过热保护等，可根据需要动作于告警或跳闸。

同步电动机保护　除了装设与异步电动机类似的保护外，一般还需要配置失步保护、失磁保护和非同步冲击保护。

(1) 失步保护。用于防止在失步状态下，因发热及机械应力对电动机造成的损伤。可利用转子交流分量、定子电流电压间相角变化、定子过负荷等原理构成失步保护。一般带延时动作于再同步控制回路或跳闸。

(2) 失磁保护。用于防止失磁而引起同步电动机失步，避免造成电动机损伤的保护。可利用转子励磁电压、定子绕组测量阻抗等原理构成失磁保护。一般带延时动作于跳闸。

(3) 非同步冲击保护。用于防止电源短时中断再恢复时造成非同步冲击的保护，主要应用于2MW及以上电动机，或不允许再同步的电动机。可利用功率方向、频率下降、频率下降速度等原理构成非同步冲击保护，或由有关保护和自动装置连锁起动。一般动作于再同步控制回路，对于不允许再同步的电动机则动作于跳闸。

参考书目

王维俭．电气主设备继电保护原理与应用．北京：中国电力出版社，2002.

贺家李，李永丽，董新洲，等．电力系统继电保护原理．4版．北京：中国电力出版社，2010.

dianhua jiaohuanji

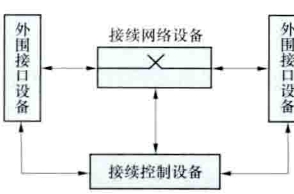
电话交换机

(telephone exchange)　用以汇集电话线路，按用户要求在任意两个用户之间建立临时连接，完成双向通话接续的设备。电话交换机是电话通信网的关键设备。

发展过程　1878年，世界上出现了第一台电话交换机——磁石式交换机，4年后，又发明了共电式交换机，这两种交换机均由话务员人工接续。19世纪80年代末90年代初，开始出现全自动接续的步进制交换机，从此进入了自动交换时代。20世纪初，开始出现纵横制交换机，一直到20世纪70年代，纵横制交换机在电话网中占据主导地位。20世纪60年代初，开始了电子式电话交换机的研究和实验，1965年，第一台空分制程控交换机在美国投入商用，1970年，法国开通了世界上第一台数字程控交换机，采用时分复用技术和大规模集成电路，此后，数字程控交换机逐渐取代了其他制式的电话交换机。

1985年9月，中国电力系统第一台数字程控电话交换机在水利电力部投入使用，其后的10年内，省电力公司以上的单位也全都采用了数字程控交换机，并初步形成了电力系统自动电话交换网。

基本结构　电话交换机主要由接续控制设备、接续网络设备和外围接口设备三部分组成，如图所示。



电话交换机基本结构示意图

接续控制设备根据主叫用户需要接通的被叫用户的号码，控制接续网络设备的动作。接续网络设备一般为可灵活交换的单级或多级矩阵结构，在接续控制设备操纵下完成选路和接续。外围接口设备则起与不同用户终端适配连接、馈电及中继线互连等作用。

基本原理　电话交换机（特别是程控交换机）一般按事件驱动与状态转移原理设计，即划分若干个状态（空闲、摘机、拨号、连接、通话、释放等），在每个状态下，根据可能发生的事件，交换机做出相应的反应并转移至下一个状态。一次电话呼叫基本流程为：①交换机对空闲状态下的线路进行扫描监视。②检测到主叫用户通过终端设备发出的摘机、拨号等连接指令后，进入相应的收号、连接状态，将主叫用户线路连接至其指定的被叫用户线路（如主叫和被叫用户不在同一台交换机上则连接至相应的中继线，由对方交换机连接至被叫用户线路）。③被叫用户应答后进入通话状态，交换机开始计费并进行线路状态扫描监视。④检测到用户发出的挂机信号后，拆除连接，将其占用的通话线路释放复原后回到空闲状态。

程控交换机　应用电子计算机技术，按预先编制好的程序来控制接续的自动电话交换机。其特点是体积小、功耗低、噪声小、服务功能多、通话质量高、使用灵活方便、安装维护简单。程控交换机由硬件系统和软件系统两大部分组成。

硬件系统　程控交换机硬件系统基本结构与一般自动电话交换机类似，由接续控制设备、接续网络设备和外围接口设备三部分组成，但是具体形式及内容与步进制、纵横制交换机有很大的差别。

(1) 接续控制设备。程控交换机的接续控制设备采用基于微处理器和半导体存储器的电子计算机作为主要的控制器，其控制方式一般分为集中控制、分散控制和分层控制三种。①集中控制方式使用一套或一主一备两套公共控制设备进行呼叫接续过程的控制。②分散控制方式不设公共控制系统，而将交换机分割成最基本的模块交换单元，每个单元具有各自的控制系统和一定的交换接续功能，单元间靠交换信息协同动作完成全交换机的功能。③分层控制方式则既有公共控制设备又有外围模块控制设备，前者是整个交换机的指挥中心，处理包括路由选择等较为复杂的任务，后者在呼叫接续过程中监视和控制外围设备。

(2) 接续网络设备。程控交换机接续网络由电子开关、半导体存储器等电子器件构成，一般分为模拟空分、模拟时分和数字时分三种类别。①模拟空分接续网络由电子开关矩阵组成，每个用户在矩阵中占有一定空间位置，电话交换过程中所传送的信息是模拟信号，采用这种接续网络的交换机称为模拟空分程控交换机。②模拟时分接续网络由电子开关按一定空间位置排列组成矩阵并利用时间分割方式传送脉冲幅度调制信号，采用这种接续网络的交换机称为模拟时分程控交换机。③数字时分接续网络由半导体存储器组成的T型时分接线器和电子开关矩阵组成的S型空分接线器构成。前者完成一条数字时分信号总线上某个时隙的信息交换到另一时隙的功能，后者实现时序控制下的总线与总线之间的空分交换功能，即在各时隙的时间段内把一条数字时分信号总线上该时隙的信息交换至另一条总线，采用这种接续网络的交换机称为数字时分程控交换机。时分数字信号总线之间的信息交换除了用S型空分接线器外，也可用T型时分接线

器完成。因此数字时分程控交换机的接续网络有 T-S-T、T-T-T 及单级 T 等多种结构。

（3）外围接口设备。程控交换机的接口设备种类齐全，可提供各种模拟和数字用户电路及中继电路接口，其中也包括双音多频（dual-tone multi frequency，DTMF）收发器、话务台接口电路等公共外围设备的接口。

软件系统 程控交换机的软件系统由各种程序、数据及其相应的说明手册构成。

（1）程序。程控交换机的程序一般分为执行管理程序、交换处理程序、运行管理程序、故障诊断程序和故障处理程序等。

（2）数据。为使交换机的程序能按管理人员和电话用户的要求提供必要的系统功能和用户功能，程控交换机软件系统还需要各种数据，包括系统数据、局数据和用户数据等。

（3）说明手册。程控交换机的程序和数据种类多、数量大，为能正确地输入数据和使用现序，必须有相应的说明手册，包括在线的电子手册和一般的纸质手册等，这是软件系统的重要组成部分。

程控交换机应用 程控电话交换机的应用范围很广，按不同用途分为用户交换机与局用交换机、普通交换机与专用交换机（如调度交换机）、长途交换机与本地交换机等。其中有些只是应用场合不同而所用设备是相同的，有些则在技术特性上有所差别。

（1）用户交换机，俗称“小交换机”或“总机”。用户交换机（private branch exchange，PBX）是专门服务于某个特定机构并与公用通信网电话局相连接的专用电话交换机，其所属用户的电话机通常称为“分机”。用户电话交换机的主要特点是容量较小，但功能较多，尤其适用于单位内部办公电话。

（2）局用交换机。主要用于公用通信网的电话局，功能方面主要考虑满足大众的一般电话通信需要，种类相对较少，用于大用户的办公场合时不如用户交换机方便。主要优点是容量大、产品标准化程度高、通用性强、可扩展性较好。局用电话交换机一般分本地电话交换机和长途电话交换机等，前者用于完成用户线与用户线及用户线与本地中继线之间的电话交换，后者则主要完成长途中继线之间的交换。

在电力通信网中，不少程控交换机都采用专用网长途、本地及公用网用户交换机三合一方式，用户线两网共享，两网的中继线之间按电信管理部门要求采取隔离措施，既能方便用户也能节省投资。

（3）调度交换机。调度指挥电话专用的程控交换机，它除具有一般程控交换机的基本功能外，还要求具备强行插入协商或强行拆线、紧急呼叫、配接智能调度台等特殊功能，同时还应具备很强的抗电磁干扰能力。

参考书目

劳文薇．程控交换技术与设备．2版．北京：电子工业出版社，2008.

dianji zilici

电机自励磁 (self-excitation of electrical machines)

同步发电机与具有串联电容补偿的输电线路或空载长输电线路相连，以及异步电动机或同步电动机与具有串联电容补偿的输电线路相连，当满足一定条件时发生的参数谐振现象。电机自励磁包括同步发电机自励磁和异步电动机自励磁。电机发生自励磁时，即使在发电机仅有剩磁的情况下，机端电压也会升高而损坏绝缘，也可能使电机发生机械振动和温度增加，以致损毁设备。

同步发电机自励磁 可分为同步自励磁和异步自励磁。

同步自励磁 只有凸极同步电机（水轮发电机）才有可能发生同步自励磁。凸极发电机的直轴电抗 X_d 和横轴电抗 X_q 不相等，当凸极电机同步运行时，电机的同步电抗在 X_d 和 X_q 之间变化。此时，如电机机端接有较大容性负载（如有串联电容补偿的输电线路、空载长输电线路等），则可能发生自励磁。这种自励磁又称凸极同步自励磁。同步自励磁自励区的表达式为

$$\left(X_C-\frac{X_d+X_q}{2}\right)^2+R^2=\left(\frac{X_d-X_q}{2}\right)^2 \qquad (1)$$

式中 X_C 为线路容抗；R 为回路总电阻。式（1）已将变压器及线路的感抗忽略，实际计算时应予加入。

异步自励磁 凸极和隐极同步发电机都可能发生异步自励磁。发生异步自励磁时，发电机同步电抗在直轴瞬变电抗 X_d' 与横轴电抗 X_q 之间变化并与线路容抗 X_C 发生谐振。此谐振在发电机中所形成的旋转磁场的转速略低于同步转速，因此，其所引起的自励磁为异步自励磁。异步自励磁自励区的表达式为

$$\left(X_C-\frac{X_d'+X_q}{2}\right)^2+R^2=\left(\frac{X_d-X_q'}{2}\right)^2 \qquad (2)$$

抑制措施 同步自励磁电压上升速度较慢，而异步自励磁电压上升速度很快，靠自动调节励磁不能起到限制作用，必须采取其他措施。抑制异步自励磁的措施主要有：①设计电力系统时，应对各种运行方式下发生自励磁的可能性进行计算，并考虑防止措施。②对可能发生自励磁的部分系统加装并联电抗器。③限制电力系统某些易于发生自励磁的运行方式的出现。④在线路串联电容器两侧接入并联电阻或非线性可控电抗器。⑤加装过电压保护装置。

异步电动机自励磁 在配电线路采用串联电容补偿时，在380V侧的异步电动机可能发生自励磁现象。

抑制异步电动机自励磁的措施主要有：①对有串联电容补偿的输电线路发生自励磁可能性进行计算，查明各种参数的影响，避免自励磁发生。②在串联电容两侧接入并联电阻或非线性可控电抗器。③在电动机定子回路接入电阻（正常时退出）。

参考书目

刘取．电力系统稳定性及发电机励磁控制．北京：中国电力出版社，2007.

dianli chuneng xitong shuxue moxing

电力储能系统数学模型 (mathematical model of power energy storage system)

电力储能系统特性和行为的数学描述。用于储能系统特性的仿真研究，以及储能系统接入电网的系统计算分析。

电力储能分为机械储能、电磁储能、化学储能三类。其中机械储能包括抽水蓄能、压缩空气储能、飞轮储能等；电磁储能包括超导储能、电容器储能等；化学储能主要涉及各类蓄电池储能（见电力系统储能）。

抽水蓄能电站数学模型 抽水蓄能电站模型与常规水电站模型基本一致，只是其可逆式水轮机的运行区域更广。在电力系统仿真分析中，抽水蓄能电站模型主要考虑水轮机、发电机、励磁调速系统等与电力系统运行特性相关的数学模型，结构如图 1 所示。

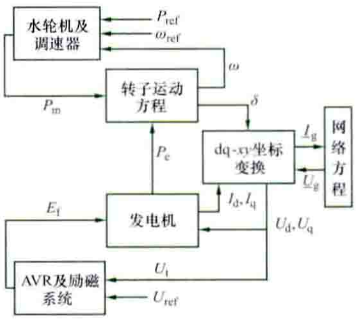


图 1 抽水蓄能电站模型结构示意图

其中，发电机模型、转子运动方程、坐标变换部分与同步电机数学模型相同，水电站的发电机通常使用 5 阶或 6 阶的同步电机模型。水轮机及调速器的模型则与原动机和调速系统数学模型相同。励磁系统（AVR）模型与励磁系统数学模型相同。

压缩空气储能系统数学模型 压缩空气储能（compressed air energy storage，CAES）系统属于机械储能的范畴，以系统中是否存在燃烧子系统为区分，分为补燃式和非补燃式两种，其中补燃式已有实际工程应用。补燃式 CAES 系统模型分为蓄能子系统模型和发电子系统模型。

蓄能子系统模型 CAES 系统蓄能子系统结构如图 2 所示，主要包括电动机模型、压缩机模型及贮气室模型。

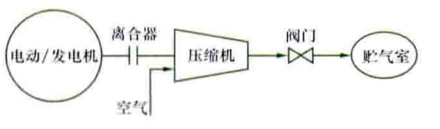


图 2 CAES 系统蓄能子系统结构示意图

其中电动机模型使用异步感应电动机模型（见负荷模型）；压缩机模型满足的质量及能量守恒（能量守恒定律于 1847 年基本定型）关系为

$$V_1\frac{d\rho_1}{dt}=G_{e1}-G_{l1}$$

$$V_1\frac{d(\rho_1 h_{l1}-p_1)}{dt}=G_{e1}h_{e1}-G_{l1}h_{l1}-Q_1+W_s$$

贮气室模型质量及能量守恒关系式为

$$V_2\frac{d\rho_2}{dt}=G_{e2}-G_{l2}$$

$$V_2\frac{d(\rho_2 h_{l2}-p_2)}{dt}=G_{e2}h_{e2}-G_{l2}h_{l2}-Q_2$$

忽略气体通过管道的动态过程，认为

$$G_{l1}=G_{e2}$$

式中 V_i 为体积；ρ_i 为密度；G_{ei} 为流入流量；G_{li} 为流出流量；p_i 为压强；h_{ei} 为流入焓；h_{li} 为放出焓；Q_i 为空气对外放热量（$i=1$ 为压缩机物理量，$i=2$ 为贮气室物理量）；W_s 为轴功。

发电子系统模型 CAES 系统发电子系统结构如图 3 所示。发电子系统模型包括燃烧室模型、燃气轮机模型、贮气室模型及发电机模型。各部分模型与微型燃气轮机发电系统数学模型的相关部分相同。

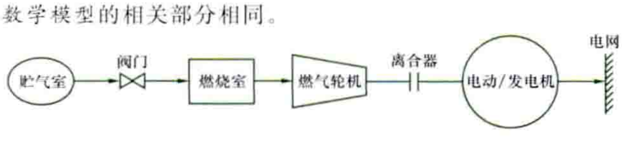


图 3 CAES 系统发电子系统结构示意图

飞轮储能系统数学模型 飞轮储能系统模型结构如图 4 所示。

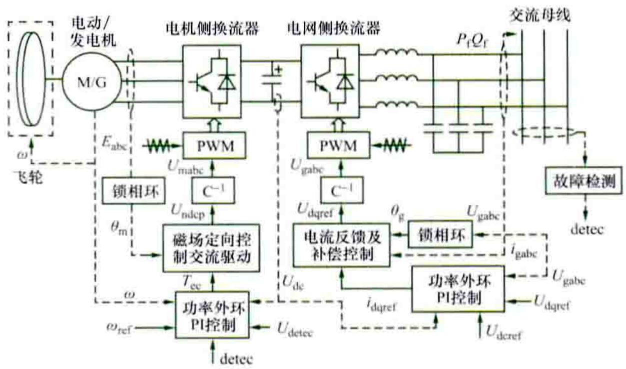


图 4 飞轮储能系统模型结构

飞轮储能系统主要由飞轮、电机、换流器及控制系统组成，通过电动机带动飞轮高速旋转累积和储存动能，再通过发电机将旋转的动能变成电能输出。飞轮的作用是增加电机转子转动惯量从而增加储能量，从飞轮储能单元提取的能量及最大能量分别为

$$\Delta E=\frac{1}{2}J(\omega^2-\omega_{min}^2)$$

$$\Delta E_{max}=\frac{1}{2}J(\omega_{max}^2-\omega_{min}^2)$$

$$P_T=\frac{d\Delta E}{dt}=J\omega\frac{d\omega}{dt}$$

式中 J 为飞轮转子与电机转子耦合后的转动惯量，kg·m²；ω_{max}、ω_{min} 为飞轮转速限值，r/s；ω 为电机转子转速；P_T 为飞轮输出功率。

电机采用永磁同步电机。飞轮储能系统采用交直交换流器与电网实现功率连接。换流器模型与微型燃气轮机换流器模型相同（见风力发电机组数学模型和微型燃气轮机发电系统数学模型）。

超导储能系统数学模型 超导储能系统（superconducting magnetic energy storage system，SMES）与电网接口的换流部分分为电压源换流器（voltage source converter，VSC）及电流源换流器（current source conventer，CSC），通常采用基于 CSC 的 SMES 结构。为了能独立调节有功、无功并减少谐波，SMES 和交流母线的连接采用双桥结构，如图 5 所示。

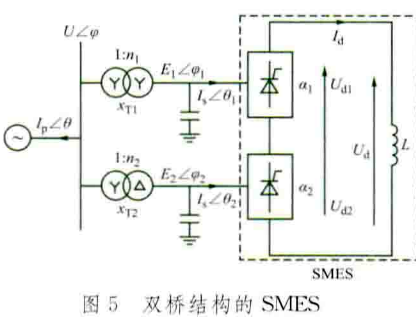


图 5 双桥结构的 SMES 与交流系统的连接

SMES 双桥系统的数学模型为

$$\begin{cases}\alpha_1=\varphi-\theta_1\\ \alpha_2=\varphi-\theta_2\\ U_d=K_1U(\cos\alpha_1+\cos\alpha_2)=L\dfrac{dI_d}{dt}\\ I_p\angle\theta=I_s\angle\theta_1+I_s\angle\theta_2\\ \qquad=K_2I_d\angle\theta_1+K_2I_d\angle\theta_2\end{cases}$$

式中 α_1、α_2 为换流桥触发角；I_p、θ 为 SMES 向系统注入电流的幅值和相角；U、φ 为系统母线电压幅值相角；θ_1、θ_2 为换流桥输出电流的相角；U_d、I_d 为超导线圈 L 上的电压和电流；K_1、K_2 为换流系数。

SMES 与交流系统交换的功率满足

$$\begin{cases} P = U_{d0} I_d(\cos\alpha_1 + \cos\alpha_2) \\ Q = U_{d0} I_d(\sin\alpha_1 + \sin\alpha_2) \end{cases}$$

式中 U_{d0} 为理想无载情况下的单桥最大直流电压。

超导储能系统控制结构如图 6 所示。通过控制触发角 α_1、α_2，实现有功、无功的独立控制。图中的有功、无功控制器可采用常规的 PI 或惯性环节，容量限制需遵循一定的原则。触发角计算式为

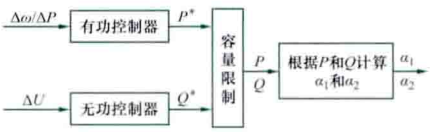


图 6 超导储能系统控制结构

$$\begin{cases} \alpha_1 = \arccos(P/S) + \arccos(S/S_{max}) \\ \alpha_2 = \arccos(P/S) - \arccos(S/S_{max}) \end{cases}$$

其中 $S_{max} = 2U_{d0} I_d$，$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$

电容器储能系统数学模型 电容器储能系统分为普通电容器储能和超级电容器储能两种，二者模型结构相同，其中超级电容器因其采用双电层结构，充电时间短、温度特性好、使用寿命长，在电力储能领域中应用居多，其电路结构如图 7 所示。

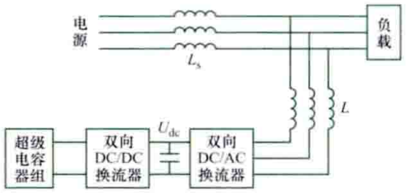


图 7 超级电容器储能系统电路结构

电容器储能系统模型与静止同步补偿器（static synchronous compensator，STATCOM）模型类似，但 STATCOM 只能两象限运行，而电容器储能装置能在四象限运行。

电容器储能系统的数学模型可表示为

$$\begin{cases} P = \dfrac{6U_s^2 R - 3\sqrt{2}KU_s U_{dc}(\omega L\sin\alpha + R\cos\alpha)}{2(R^2 + \omega^2 L^2)} \\ Q = \dfrac{6U_s^2 \omega L + 3\sqrt{2}KU_s U_{dc}(R\sin\alpha - \omega L\cos\alpha)}{2(R^2 + \omega^2 L^2)} \end{cases}$$

式中 P、Q 分别为储能装置与系统交换的有功功率及无功功率；U_s 为储能装置并网点的系统电压；U_{dc} 为高压侧超级电容器组电压，当直流侧储能元件等效电容 C 很大时，U_{dc} 可认为是固定值；R、L 分别为储能装置与系统连接的等效内电阻和内电感；K 表示换流器组输出线电压有效值与直流电压之比；α 表示换流器基波分量与系统侧相电压的相位差，以超前为正。稳态时通过改变 α 的大小，使 P 可正可负，表示储能装置从系统中吸收或发出有功功率。

电容器储能系统的 DC/DC 换流器以及 DC/AC 换流器模型结构分别与太阳能光伏发电系统中相应的换流器模型一致（见太阳能光伏发电系统数学模型）。

电池储能系统数学模型 电池储能系统属于化学储能的范畴，由蓄电池组、逆变器、控制装置组成，等效成换流器模型和电池的电化学等效电路两部分，如图 8 所示。

图中，R 为变压器电阻及线路电阻的等效电阻；L 为变压器漏电感及线路电感的等效电感；u_s 为系统侧交流电压；u_R 为换流侧交流电压；C 为直流侧平波电容；U_{DC} 为直流侧平波电容两端电压。

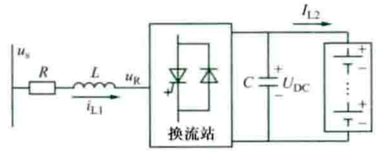


图 8 蓄电池储能系统结构

换流器数学模型 电池储能系统的换流器模型通常采用电压源换流器，模型结构与电容器储能系统或太阳能光伏发电系统的换流器模型一致。

电池组数学模型 化学储能系统的蓄电池组包括铅酸、镍镉、镍氢、锂离子、钠硫、全钒液流等类型，常用的电池模型有电化学模型、热力学模型、耦合模型和外特性模型。在电力系统分析中，常使用电池的外特性模型，该模型又可分为等效电路模型、神经网络模型和经验模型等，其中等效电路模型是用于电力系统暂态分析的主要模型。

根据电力系统分析的时间尺度要求，蓄电池等效电路模型大体上分为详细模型和戴维南等效电路（由法国人 L. C. 戴维南于 1883 年提出）模型两种。

（1）详细模型。考虑了自放电、充电状态（SOC）、温度和放电电流等众多因素，适应于中长期仿真，采用较多的是三阶动态模型，如图 9 所示。

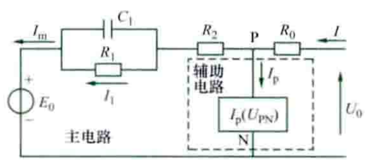


图 9 蓄电池三阶动态模型

模型主要包括主电路模型和辅助电路模型两部分。其中 RC 网络和电压源 E_0 构成主电路，流过电流 I_m；R_2 为电池内阻，R_0 为连接电阻，电流 I_p 走向为辅助电路。主电路模型主要考虑蓄电池内部的欧姆效应、能量散发和电极反应等现象；辅助电路模型主要考虑水解反应和自放电现象。

（2）戴维南等效电路模型。在上述详细模型中，忽略 SOC 和温度对电池的影响，就得到适用于电磁暂态和机电暂态仿真的戴维南等效电路模型，如图 10 所示。

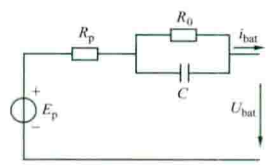


图 10 蓄电池戴维南等效电路模型

该模型认为 E_p 恒定不变，通过放电实验的数据，建立起 R_p、C、R_0 与放电电流 i_{bat} 的函数关系式。仿真时，根据相应放电电流 i_{bat} 的大小计算 R_p、C、R_0 参数的值。

参考书目

肖钢．大规模化学储能技术．武汉：武汉理工大学出版社，2011.

唐跃进，石晶，任丽．超导磁储能系统（SMES）及其在电力系统中的应用．北京：中国电力出版社，2009.

汤双清．飞轮储能技术及应用．武汉：华中科技大学出版社，2007.

dianli dianrongqi baohu

电力电容器保护 (power capacitor protection)

反应电力电容器故障和异常运行的主设备保护。保护动作于

信号或跳闸，使电容器免遭损坏，并减少对系统的影响。

故障形式及异常状态 主要包括：①电容器组内部故障及引线短路。②电容器组和断路器之间连接线短路。③电容器组中某一故障电容器切除后所引起的剩余电容器的过电压。④电容器组的单相接地故障。⑤电容器组过电压。⑥电容器组所连接的母线失压。⑦中性点不接地的电容器组，各相对中性点的单相短路。

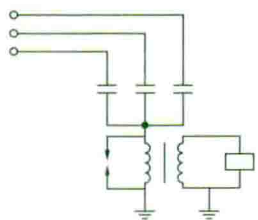
电力电容器保护形式 在电力系统中电力电容器根据其作用的不同，有并联补偿电容器和串联补偿电容器两种基本形式，其保护配置也有所不同。

并联补偿电容器组保护 主要包括专用的熔断器保护、过电流保护、不平衡保护、单相接地保护、过电压保护、失压保护、过负荷保护等。

（1）专用熔断器保护。作为电容器内部故障及其引线的短路的保护。

（2）过电流保护。作为电容器组和断路器之间连接线短路的保护，一般装设两段，第一段为带短延时的电流速断保护，第二段为带长延时的过电流保护，动作于跳闸。

（3）不平衡保护。作为电容器组中某一故障电容器切除后，引起剩余电容器过电压的保护。根据电容器组的接线方式不同，构成不平衡保护的方式也不同，主要包括中性点电压不平衡保护、中性点电流不平衡保护、中性点回路电流差的不平衡保护、段间电压差动或桥式差电流保护以及零序电流保护等。中性点不接地单星形接线不平衡保护中，不平衡检测是由一个接在电容器中性点和地之间的电位检测装置来完成的，如图所示。图中的电位检测装置为电压互感器，还可为电容分压器或电阻分压器。通过降低电压互感器的额定电压和变比，可提高保护的灵敏度，但此时在电压互感器的一次侧需加保护间隙。



中性点不接地单星形接线不平衡保护接线图

（4）单相接地保护。主要反应电容器组的单相接地故障，一般可利用电容器组所连接母线上的绝缘监察装置检出；可根据需要动作于信号或跳闸。

（5）过电压保护。一般带时限动作于信号或跳闸。

（6）失压保护。当母线失压时，带时限跳开所有接于母线上的电容器。

（7）过负荷保护。当电网中出现的高次谐波可能导致电容器过负荷时，带时限动作于信号或跳闸。

串联电容补偿装置保护 主要包括电容器组保护、金属氧化物非线性电阻（metal oxidesurge varistor，MOV）保护、旁路断路器保护、间隙（GAP）保护、平台保护等。

（1）电容器组保护。主要有平衡电流保护和过负荷保护，可发告警信号或动作于旁路三相电容器组。

（2）金属氧化物非线性电阻保护。主要有过温度保护、过电流保护和能量保护等，保护动作于触发故障相间隙，根据故障情况，暂时旁路单相或三相电容器组。

（3）旁路断路器保护。主要有断路器三相不一致保护，经延时三相永久旁路电容器组；断路器失灵保护，经短延时跳开线路两侧断路器。

（4）间隙保护。包括间隙自触发保护、间隙延时触发保护、间隙拒触发保护和间隙长时间导通保护等，动作于旁路三相电容器组。

（5）平台保护。反应串联补偿电容器对平台短路故障，保护动作于旁路三相电容器组。

对可控串联电容补偿装置，需增设晶闸管回路过负荷保护、可控阀及相控电抗器故障保护、晶闸管触发回路和冷却系统故障保护等，动作于旁路三相电容器组。

参考书目

王维俭．电气主设备继电保护原理与应用．中国电力出版社，2002.

dianli diaodu fanshigu cuoshi

电力调度反事故措施

(anti-failure measures of power dispatching) 电力系统调度部门根据网络结构、运行方式、继电保护状况并考虑易于发生的由于设备或系统故障、人员过失及恶劣气候所造成的系统事故而事先制定的防范对策和紧急处理办法，是各级电力行政主管部门反事故措施的一部分。调度反事故措施的主要内容包括防止系统稳定破坏的措施，防止系统频率崩溃的措施，防止系统电压崩溃的措施，防止设备和线路过负荷的措施，防止继电保护和安全自动装置误动和拒动的措施，防止调度人员错误发布指令的措施等。

防止系统稳定破坏措施 系统稳定破坏对系统影响很大，可以造成大面积停电，因此防止稳定破坏是调度反事故措施的重点。其主要内容有：①预防系统失去同步的措施。可分为系统正常时的预防失步措施和系统出现异常或发生故障时的预防失步措施。正常运行时的预防失步措施主要是控制输电线路的功率不超过规定的极限；减少处在雷雨、大雾地区主要输电线路的输送功率；重要输电线路装设快速动作的继电保护（必要时装设双套）并保持正常投入运行。系统出现异常或发生故障时的预防失步措施主要有发电机强制励磁、电气制动，汽轮发电机组快速控制（关闭）汽门；切除发电机组；切除一些用电负荷等。②系统失去同步的处置措施。应首先争取实现再同步，即调整失步的两部分系统的频率相一致求得拉入同步；若不能实现再同步，则在选定的解列点将失步的系统解列，然后调整解列系统的频率和电压，用同步并列的方法恢复并列。解列点是事先经过稳定和电力平衡计算选定的（见并列与解列）。在解列点可安装失步解列保护，当失去同步的两个系统的振荡中心在解列保护范围内时，解列保护动作，将失去同步的两个系统在解列点解列。

防止系统频率崩溃措施 主要采用自动低频减负荷装置。当电力系统发生重大事故失去大电源产生大量功率缺额时，系统频率会在数秒钟内大幅度降低，人为调整是来不及的，会造成系统崩溃，为此，须装设自动低频减负荷装置。它可以根据频率降低的幅度切除不同数量的用电负荷，使频率恢复到（或接近）正常范围，保障系统安全。（见电力系统频率崩溃和自动低频减负荷）

防止系统电压崩溃措施主要有：①依照无功分层分区就地平衡的原则，避免远距离、大容量的无功输送，安装足够容量的无功补偿设备，这是做好电压调整、防止电压崩溃的

基础；②在正常运行时要备有一定的可以瞬时自动调出的无功备有容量，如加装动态无功补偿装置和动态无功发生器；③正确使用有载调压变压器；④超高压线路的充电功率不宜作补偿容量使用，防止跳闸以后电压大幅度波动；⑤对于超高压远距离大容量输电系统，应在中途短路容量较小的受电端设置静态无功补偿、调相机等提供电压支撑；⑥在必要的地区安装自动低压减负荷装置，配置低电压自动联切负荷装置；⑦建立电压安全监视系统，向调度员提供电网中有关地区的电压稳定裕度及应采取的措施等信息。（见电力系统电压崩溃、电力系统无功功率补偿和自动低压减负荷）

防止设备和线路过负荷措施　主要有：①编制合理的运行方式（见电力系统运行方式），使电力系统正常运行时电力网络的功率分布趋于合理，电气设备和线路的电流不超过额定值；②实时监测和及时调整功率分布，电力系统值班调度员和发电厂、变电站值班人员根据仪表指示、遥测数据和设备过负荷告警信号，及时调整发电机的发电功率（包括开起或停掉可以快速起停的机组），重新调配变电站的供电负荷，必要时改变局部电力网的运行接线方式；③设置线路过负荷自动快速升（降）发电机功率、自动切除发电机、自动切除用电负荷等装置；④发电机、调相机、变压器装设各类过负荷保护。

防止继电保护装置误动和拒动措施　通常造成继电保护装置误动和拒动的原因主要是设备故障和人员过失。在设备方面采取的主要措施有：①对主干输电线路和重要电气设备的主保护装置采用多重化；②提高后备保护装置的性能和可靠性；③对继电保护和安全自动装置进行定期检验并及时处理缺陷；④更新改造已经不相适应的继电保护和安全自动装置。防止由于人员过失造成继电保护装置误动和拒动的主要措施有：①加强继电保护装置整定值的管理；②加强继电保护工作人员的培训，提高人员的技术素质和工作责任心；③制定现场值班人员对继电保护装置进行检查、清扫、操作等工作时的反事故措施；④严格执行有关继电保护现场调试、施工等工作的安全制度。

防止调度人员错误发布命令措施　主要有：①调度部门编制每日调度计划中的反事故措施；②调度部门对设备检修批答中的反事故措施；③防止值班调度员错误操作的措施；④值班调度员反事故预想；⑤对调度员进行事故演习培训，提高调度员处理事故的能力。（见电力系统调度员）

电力调度反事故措施的侧重点因电力系统安全稳定程度不同而异。从电力系统发展的历史来看，一部分人工措施将逐步被自动化监控措施所替代。

参考书目

张艳霞，姜惠兰．电力系统保护与控制．北京：科学出版社，2010.

dianli erci xitong anquan fanghu

电力二次系统安全防护

（safe guarding for power network secondary system）　为电力系统调度自动化系统、电力通信及调度数据网络等电力二次系统的信息安全所采取的防护措施。采用防火墙和入侵检测等通用安全防护设备和电力二次系统专用防护设施建立安全防护体系，抵御计算机病毒、黑客等恶意网络攻击。

安全防护相关法令法规　2002 年，原中国国家经贸委发布了第 30 号令《电网和电厂计算机监控系统及调度数据网络安全防护规定》，明确了电网和电厂计算机监控系统及调度数据网络安全防护的基本原则和相关要求。2005 年，国家电力监管委员会发布 5 号令《电力二次系统安全防护规定》，明确了“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的防护策略和建立电力二次系统安全防护体系的总体目标，对各级电网调度中心、各类变电站和发电厂等提出安全防护的具体要求。2008 年，公安部组织发布 GB/T 22239—2008《信息安全等级保护基本要求》，在技术方面，对物理安全、网络安全、主机系统安全、应用安全和数据安全等提出明确要求；在管理方面，对安全管理机构、管理制度、人员安全、系统建设管理和系统运维管理等方面提出具体要求。这些法令法规均需要强制实施，是电力二次系统安全防护的重要政策法规基础。

安全防护体系　按照“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的安全防护策略，建立栅格状的电力二次系统安全防护体系，以抵御集团式网络攻击。

安全分区　根据系统中业务的重要性和对一次系统的影响程度进行安全分区，总体分为生产控制大区和管理信息大区，所有系统的功能模块都必须置于相应的安全区内，对实时控制系统等关键业务采用认证、加密等技术实施重点防护。

网络专用　将电力调度专用数据网络建立在专用通信通道上，实现与其他数据网络物理隔离；并在专网上形成多个相互逻辑隔离的虚拟专网，以保障上下级各安全区的纵向互联仅在相同安全区进行，避免安全区纵向交叉。

横向隔离　在生产控制大区与管理信息大区之间设置高强度的单向安全隔离设备，实现两者之间信息的有效安全隔离，隔离强度接近或达到物理隔离。

纵向认证　采用认证、加密、过滤、访问控制等手段实现数据的远方纵向安全传输以及纵向边界的安全防护。在生产控制大区的广域网边界的网关机处设置纵向加密认证装置，为本地安全区提供网络屏障，通过认证与加密功能为数据传输的机密性、完整性提供保护。

中国电力系统安全防护体系靠数字证书技术手段和安全管理来实现。

数字证书　电力调度控制中心统一建立基于公钥技术的调度证书服务系统，为电力监控系统、调度生产系统及调度数据网上的关键应用、关键用户和关键设备提供数字证书服务；通过数字证书在调度系统与网络关键环节实现高强度的身份认证、安全的数据传输以及可靠的行为审计。

安全管理　电力二次系统安全防护体系涉及电力行业的发电、输电、变电、配电、供电和调度等各个环节，各个环节的相关单位需要密切协作，将电力二次系统安全防护纳入各自的安全生产管理体系。为了规范防护体系建设，提高防护效果，制定了电力二次系统专用安全防护产品的技术规范、功能规范、检测评估规范、管理规定等系列标准规范，保证了各厂家应用系统间接口一致、功能和性能匹配，专用产品与通用产品之间能够可靠互联互通。电力企业按照电力二次系统安全防护的相关要求，在二次系统的规划设计、建设改造、运行管理、应急处理等方面形成联合防护机制，建

立统一的电力二次系统安全防护体系，以提高电力二次系统抵御网络攻击的能力。

dianli fuhe fenlei

电力负荷分类 (power load category) 电力负荷按不同要求所进行的分类。一般可根据需要从物理性能，电能生产、供给和销售过程，所属行业，负荷在电力系统中的分布及按时间和重要性等进行分类。

按物理性能分类 分为有功负荷和无功负荷。有功负荷把电功率转换为其他形式的功率，是在用电设备中实际消耗的功率。无功负荷一般由电路中储能元件（电感或电容）引起。在系统规划设计中，需同时满足有功负荷及无功负荷的要求。

按电能的生产、供给和销售过程分类 分为发电负荷、供电负荷和用电负荷。系统的发电负荷是指某一时刻电力系统内各发电厂实际发电出力的总和。发电负荷减去各发电厂厂用负荷后，就是系统的供电负荷。它代表了由发电厂供给电力网用的电力。供电负荷减去电力网中线路和变压器中的损耗后，就是系统的用电负荷，也就是系统内各个用户在某一时刻所耗用电力的总和。

在系统规划设计中，用发电负荷进行电力平衡，一般用厂用电率计算发电厂耗用的厂用电，用线损率来计算线路和变压器等电力设备的电力损失。厂用电率是厂用电负荷占本厂额定发电出力的百分数。不同电厂的厂用电率不尽相同，火电厂单机容量30万kW级的为6%～11%，60万kW级的为5%～10%，100万kW的为5%～6%左右；水电厂为0.1%～1%；核电厂为5%～8%。线损率是指线路及变压器等电力设备中的电力损失占供电负荷的百分数，一般为5%～10%。

按所属行业分类 可分为国民经济行业用电和居民生活用电。也可分为第一产业、第二产业、第三产业和居民生活用电。其中国民经济行业用电中的农林牧渔业属第一产业，工业和建筑业属第二产业，其他剩余部分属第三产业。

按负荷在电力系统中的分布分类 可分为变电站负荷、分区负荷及全系统负荷。在系统设计中变电站负荷用来进行电力网方案设计和主变压器选择；分区负荷用来确定地区间的功率交换；全系统负荷用来确定全系统所需的装机容量。但是，由于各用户（变电站、地区）的最大负荷不可能在同一时刻出现，因此在求出各供电范围负荷的总和后乘以同时率才是变电站、分区及全系统的综合用电最大负荷。同时率是变电站或分地区或全系统的综合最大负荷与相应各用户最大负荷总和的比值。它的大小与电力用户的多少、各用户的用电特点有关。对地区之间或系统之间，一般为0.9～0.95，各用户之间为0.85～1.0，用户特别多时为0.7～0.85。

按时间分类 可分为年、月、周、日负荷，分别表示每年、每月、每周、每日的最大负荷，以便确定系统所需的装机容量，水、火电厂的运行方式和省区间的交换功率并进行可靠性计算。

按负荷的重要性分类 根据对供电可靠性的要求及中断供电在政治经济上所造成损失或影响的程度分级，分为一级负荷、二级负荷和三级负荷。其中一级负荷指中断供电将造成人身伤亡，或在政治经济上有重大损失的负荷；二级负荷指中断供电将影响重要用户单位的正常工作，或将在政治经济上有较大损失的负荷；三级负荷指不属于以上一级和二级的负荷。

dianli fuhe yuce fangfa

电力负荷预测方法 (load forecasting method) 通过研究国民经济和社会发展的各种相关因素与电力需求之间的关系，预测用于电力系统规划的电力用户需电量和最大负荷的方法。为做好负荷预测，需掌握国民经济和社会发展的历史、现状和规划资料以及电力消费水平和特性变化，研究经济政策、经济发展水平、人均收入变化、产业政策变化、产业结构调整、科技进步、节能措施、需求侧管理、电价、各类相关能源与电力的可转换性及其价格、气候等因素与电力需求水平和特性之间的影响，分析研究电网的扩展和加强、城市电网改造、供电条件改善、农村电气化等对电力需求的影响。

需电量预测方法 传统的预测方法主要有用电单耗法、电力弹性系数法、回归分析法、时间序列法、综合用电水平法和负荷密度法等。新的预测方法有计量经济模型法、灰色系统预测法、专家系统法和神经网络法等方法，未获得广泛应用。

用电单耗法 将预测期的产品产量（或产值）乘以用电单耗，可得到需要的电量，计算式为

$$E = \sum_{i=1}^{n} \theta_i m_i$$

式中E为某行业预测期的需电量；θ_i为各种产品产量（产值）的用电单耗；m_i为各种产品产量（或产值）；n为计算的行业的企业数。

这个方法适用于已有生产或建设计划的中近期负荷预测。

电力弹性系数法 电力弹性系数是在某一时期内用电量的平均年增长率与同一时期国内生产总值（gross domestic product，GDP）平均年增长率的比值。该系数从客观上反映电力发展速度与国民经济发展速度的相对关系。这一系数与电力工业发展水平、科学技术水平、国家经济政策及产品结构、人民生活水平等因素有关。中国2000～2011年电力弹性系数分别是1.35，1.09，1.28，1.53，1.50，1.19，1.14，1.05，0.58，0.75，1.43和1.28，其中2001～2005年平均电力弹性系数为1.32，2006～2010年平均电力弹性系数为1.00。当预测出电力弹性系数后，预测未来的需电量的计算式为

$$E_n = E_0(1 + K\beta)^n$$

式中E_n为预测期末的需电量；E_0为预测初期的需电量；K为规划期的电力工业弹性系数；n为计算期年数；β为国内生产总值平均年增长速度。

电力弹性系数是一个宏观指标，用作远期粗略的负荷预测。

回归分析法 利用数理统计原理，对大量的统计数据进行数字处理，确定用电量与某些自变量之间的相关关系，建立一个相关性较好的数学模式即回归方程，并加以外推，用以预测今后的用电量。回归分析法包括一元线性、多元线性和非线性回归法。一元线性回归方程以$y=a+bx$表示，式

中 x 为自变量；y 为因变量；a、b 为回归系数。多元线性回归方程为 $y=a_0+a_1x_1+a_2x_2+\cdots+a_nx_n$。非线性回归方程因变量与自变量不是线性关系，如 $y=a+bx^n$ 等，但经过变换后仍可转换为线性回归方程。

根据历史数据，选择最接近的曲线函数，再用最小二乘法（或其他方法）求解出回归系数，并建立回归方程，然后再用相关系数检验，认为合格后，则回归方程是有意义的，并可算出回归方程的标准偏差，得出回归方程所预测结果的可信度。

时间序列法　根据历史统计资料，总结出电力负荷发展水平与时间先后顺序的关系，即把时间序列作为一个随机变量序列，用概率统计的方法，尽可能减少偶然因素的影响，得出电力负荷随时间序列所反映出来的发展方向与趋势，并进行外推，以预测未来负荷发展的水平。简单平均法、加权平均法和移动平均法等都属于时间序列法。

综合用电水平法　按照预测的人口数及每人平均耗电量来预测居民总用电量。

负荷密度法　根据对不同规模城市的调查，参照城市发展规划、人口规划、居民收入水平增长情况等，用单位面积用电量来测算城乡负荷水平。

在中长期需电量预测中，不确定因素较多，宜采用多种方法进行预测，以利于互相校验。过去由预测人员根据经验做出判断和选择，现在发展了优选组合预测方法，将几种方法的预测结果选取适当的权重进行加权平均，或是选择几种预测方法中拟合度最优的方案。

最大负荷值预测方法　当已知规划期的负荷需电量后，一般可用最大负荷利用小时数法或同时率法预测最大负荷值。

最大负荷利用小时数法　预测规划期的最大负荷的计算式为

$$P_{\max}=\frac{E}{T_{\max}}$$

式中 $P_{\max}$ 为预测期最大负荷；E 为预测期需电量；$T_{\max}$ 为年最大负荷利用小时数，各系统的年最大负荷利用小时数可根据历史统计资料分析确定。

同时率法　用各供电地区的最大负荷之和乘以同时率（见电力负荷分类），得到整个系统的综合供电最高负荷，再加上整个系统的网损和厂用电后，就可以求得整个系统的发电最大负荷。

参考书目

牛东晓，曹树华，等．电力负荷预测技术及其应用．北京：中国电力出版社，2009.

dianli jiaoyi shichang

电力交易市场　(electricity trading market)

由电力系统中的发电、输电、配电、用电等各参与主体通过协商、竞价等方式就电能及其相关服务的生产、消费进行交易，通过市场竞争确定其价格和数量的机制，简称电力市场。按市场结构开放和竞争程度划分，一般分为四种：①垄断型市场：发电、输电、配电全部由一家电力公司经营。②开放发电市场：发电厂独立经营，竞价上网，输电与配电仍垄断经营。③开放输电市场：发电竞价，输电网开放，配电仍垄断经营，但可由一些供电公司组成。供电公司和大用户获得买电的选择权。④开放配电市场：发电竞价，输电网和配电网开放，全部用户获得买电的选择权。输电网和配电网的开放引出了第三方的准入或双边贸易问题。电力交易市场又是一个具体的执行系统，包括电力交易中心、交易管理系统、计量和结算系统、信息和通信系统等。

电力系统运行管理体制中的电力生产、传输、使用和销售经历了从垄断式经营向市场化运营的转变过程。依据各国电力工业的特点和改革目的不同，在组织管理上出现了不同的电力市场模式；依据交易标的和交易方式的不同，有着不同的交易形式。其中，电力市场中电价的制定方式和电力转运及转运费用计算方法，直接影响到不同交易对象的数量和交易成本。为了保证市场的正常运行，需要建立相应的电力市场管理和电力市场监督机构。

发展背景　电力工业由于其本身的特点，一直是由发、输、配、用电组合在一起的地区性垄断（或专营）产业。20世纪80年代，在全球范围内开始电力工业改革，其目的是要打破电力工业的垄断经营，解除或放松政府对电力工业垄断的管制，对电力工业实现结构性重组（如发电、输电、配电的解开），开放电网，形成一个公平竞争的电力市场，用市场机制优化配置电力资源，以降低成本和电价、提高生产运营效率、改善用户服务水平。不同的国家根据其历史的发展和现状，以不同的方式和步骤来进行电力工业改革，使传统的电力工业规划、设计、建设和运行发生了很大的变化。

20世纪80年代以来，英国、美国等国家开始实行电力工业自由化改革，先后建立了多种模式的电力市场。从20世纪80年代末到90年代末，开放电力市场后的英国、澳大利亚、新西兰、北欧等国家和地区的电力公司实现了设备利用率提高、成本降低、平均电价大幅下降的效益。但是在2000年之后，西方电力市场开始陆续出现了问题，主要表现为电力投资不足和容量短缺，电价反升且不确定性增加。2000年美国加州电力市场发生了持续10个月的电力短缺危机。中国的电力市场建设开始于1998年，吉林电网、浙江电网、山东电网、上海电网、黑龙江电网、辽宁电网陆续开展了各种模式的发电侧市场试点运行。2002年底，中国成立国家电力监管委员会，电力市场化改革进入实施阶段。东北电网、华东电网、南方电网、西北电网、华中电网先后启动了区域电力市场，在发电环节引入了市场竞争机制。中国以东北和华东为代表的区域电力市场试点分别采用了不同的竞价上网规则，在实际运行中也遇到很大困难。现有的电力市场基本是以经典的边际成本理论作为基础，随着电力市场的发展，还会对现有理论作不断的修正，也会不断提出新的理论。

电力市场模式　按市场交易方式的不同，市场模式可分为联营模式、双边交易模式、多边交易模式和混合交易模式。图中所示为电力交易市场运行模式示意图。

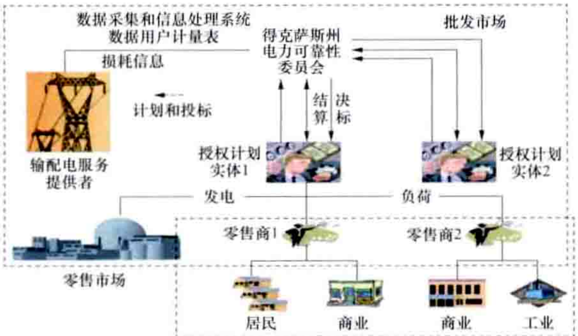
(1) 联营模式。主要面对发电环节和供电环节，发电厂的售电和供电公司的购电均在联营中心进行。（见电力联营）

(2) 双边交易模式。买卖双方（或其代理机构）本着自愿互利原则，通过双方协商，签订双边合同（包括交易量及其价格等）的交易方式。

(3) 多边交易模式。由多卖方和多买方共同参与的电力市场中，电力买卖双方不直接接触，而由电力经纪人或电力

交易中心进行交易撮合的交易方式。

(4) 混合交易模式。联营模式和双边/多边交易模式的有机结合模式。



电力交易市场运行模式示意图

交易形式　在一个供需时变的电力市场中，有很多发电厂和供电公司竞价上网，从交易的标的分类，一般有实时的现货交易、双边合同交易、双边期货交易三种交易形式。

(1) 实时现货交易。这是基于各发电厂或供电公司的报价，通过电力交易市场竞价，按照一定的交易规则形成实时电价和实际的售电量（或购电量），制订一日或一周前的交易。电力需求直接决定电力市场交易量的大小。现货交易的主体是电力联营中心、发电厂、供电公司和大用户，并由电力联营中心按电力市场规则进行组织实施。

(2) 双边合同交易。一个用户向一个发电厂（或供电公司）购电，典型的双边合同交易都是长期签定购电量和相应的电价，它不随市场条件的变化而变化，并且也不可以再进行交易。

(3) 双边期货交易。与双边合同交易类似，交易双方预先签订交易合同，规定未来某一给定时段的交易电量和电价。但是，交易的双方都被允许在预定的时段前通过现货交易市场或者与市场其他成员以双边交易方式再买或再卖。

电价　电价是电力市场运行的核心要素，是市场传递供求变化最敏感的信号。电价有三种方式：①政府定价，如最高限价方式，作为政府的一种监控手段；②协议定价，一般在用户与发电厂（或供电公司）的双边合同交易中实行；③市场定价，是通过制定的一定规则，由买卖双方竞争形成的电价。

电价的主要组成部分为：电能成本，输电成本（包括输变电设备的使用费用，网损，输电阻塞等），辅助服务成本（包括负荷跟踪，频率控制，各种备用容量，无功功率和电压调节，短期的安全控制措施，可中断的负荷的提供等）。但是，电价最终要通过市场机制形成。

电力转运　从售电方到购电方经由第三方所拥有的输电网络进行的有功和无功功率传输。电力转运是开放的电力市场的标志。转运一般可分为：①批发转运，供用电方均为电力公司；②发电转运，发电厂向非本地区电网的电力公司售电；③用户转运，用户从非本地区的电力公司购电；④发电-用户转运，发电厂（包括自备电厂）直接向用户售电。这4种转运可按协议路径服务，即电能只能在协议规定的连续路径中流过；也可以是网络服务，利用电网的整体提供输电服务。

电力转运费的计算可分为会计成本方法和边际成本方法两类。前者是根据电网过去发生的投资成本和运行成本计算转运费，用某种方式分摊给所有输电网使用者；后者是应用边际成本原理计算输电转运费，并向用户提供必要的经济学信息，引导用户合理利用输电网。

电力市场管理　为了保证电力市场的正常运营，还必须建立相应的非利益机构，除了电力市场的监督机构外，还有电力交易中心（power trade center，power exchange，PX）和独立系统调度机构（independent system operator，ISO）等独立的非利益主体。

(1) 电力交易中心（PX）。其主要职能是提供一个电能供求双方交易的场所，也是一个竞价中心。它的任务是制定可以实现的市场成员间的交易协议，通常采用竞拍方法，按供求双方的竞价和交易规则，制定交易协议。

(2) 独立系统调度机构（ISO）。其主要职责是在保证系统安全可靠的情况下，协调各种交易，为所有市场成员提供各种辅助服务。在系统安全受到威胁时，ISO有权修改交易协议。但是，ISO必须公平对待每个市场成员，保证各市场成员间的平等竞争。ISO的工作内容包括：运行方式制定、实时调度、系统监控、在线安全分析以及经营辅助服务等。

电力市场监督　由于电力工业在生产—运输—消费上具有特殊性，并与国民经济和人民生活密切相关，在传统电力工业中需要政府和用户的监督。在电力市场体制下，政企分开，同样也需要政府和用户的监督，不同的仅仅是监督机构的地位、监督的内容和监督的方式。作为政府的专业电力监督机构必须独立于电力市场的所有利益主体和非利益主体，同时要求监督机构熟悉电力系统和电力市场的结构和运作，以及相应的法规和政策。监督机构要制定规范市场行为和市场运行过程的一系列法规和规章，其监督一般采用经济方法和法律方法，有时也采用行政方法。

dianli jiaoyi zhongxin

电力交易中心　(power trade center)　电力交易市场中负责市场建设、交易组织和市场服务等工作的处所，简称交易中心。交易中心组织管理参与市场的各方进行不同形式的电力交易。典型电力市场的成员包括发电厂（公司）、配电公司、零售公司和大用户等。交易中心交易的产品包括双边合同、电力现货、电力期货、电力期权等。在日常电力交易过程中，发电厂负责向交易中心出售电力，交易中心根据负荷预计和各厂的报价编制全网购电费最低的交易计划（包括年、月、日前和实时计划），下发各电厂执行，各配电公司则从交易中心按边际电价［如有阻塞时按节点电价或分区电价（locational marginal price，LMP）］购电，通过零售公司卖给终端用户。大用户可以与电厂订立长期双边合同，也可以与交易中心订立双边合同（见双边合同）。

国外早期的电力交易始于金融交易。北欧电力库（Nord Pool，NP）在1993年开始在斯堪的纳维亚国家之间进行金融远期合约交易。之后，伦敦的国际石油交易中心（International Petrolem Exchange，IPE）以及德国法兰克福的能源交易中心（Energy Exchange，EEX）也开始电力远期合约交易。北美最早的电力远期合约是1996年在纽约商

品交易所（New York Mercantile Exchange，NYMEX）中进行的，交易内容是在加利福尼亚州和俄勒冈交界处到亚利桑那之间的电力远期交易。之后，美国不同地点之间的远期交易合同分别在 NYMEX 和芝加哥期货交易所（Chicago Board of Trade，CBOT）以及明尼苏达谷物交易中心（Minneapolis Grain Exchange，MGE）中进行交易。2002年，NYMEX、CBOT、IPE 都停止了电力金融合约交易。截至 2012 年，MGE 的电力远期合约仍在进行，但是交易量非常小，只有 EEX 和 Nord Pool 仍保持着大量的电力衍生产品交易。

20 世纪 90 年代中期开始，电力市场出现了多种市场形式和不同的交易中心。美国加利福尼亚州在 1996 年 9 月开展发电侧竞争，采用电力交易中心的方式进行电力交易独立系统调度，实施电力批发市场和用户选择计划。加利福尼亚州电力市场中的电力交易中心（Power Exchange）和独立系统调度（Independent System Operator，ISO）是两个非营利机构。其中，加利福尼亚州电力交易中心提供电能批发交易的平台，ISO 负责输电系统的运行（即交易的实现和调度）并保证加利福尼亚州电力系统的安全可靠。由投资者拥有的电力公司必须向电力交易中心购买其所有的电力需求量，并且也必须把其所有的发电量通过电力交易中心出售。其他的市场参与者则可选择自愿参加电力交易中心的能量交易。现货市场由 ISO 运行。无论是发电商、中间商还是零售商，都必须经过计划协调公司向 ISO 提交自己的能量计划和辅助服务计划及报价。电力交易中心实际上也是一个计划协调公司。每个计划协调公司提交的能量计划必须是平衡的，即供给量和需求量必须相等。加利福尼亚州 ISO 只接受来自计划协调公司和电力交易中心的计划和报价，也只和计划协调公司和电力交易中心进行结算。美国宾夕法尼亚、新泽西和马里兰州电力市场（PJM 电力市场）的主要市场形式是日前能量市场和每 5min 一次的实时能量平衡市场，以年为周期的长期和以月为周期的金融型输电权拍卖交易市场，以及容量信用市场（capacity credit market）和辅助服务市场。北欧及欧洲其他几个国家也都采用电力交易中心方式进行电力交易。澳大利亚电力市场由国家电力市场管理公司统一调度和管理批发交易，国家交易中心负责现货市场和平衡系统的出力与负荷。

在中国，2006 年 10 月国家电网公司组建形成国家电网公司总部、区域电网公司、省（自治区、直辖市）三级电力交易中心，中心的主要职责是：①负责电力市场体系建设和管理；②负责季度、月度电力市场交易计划管理；③负责组织电力交易；④负责交易合同、购售协议签订的组织工作，并进行电量结算和交易统计分析；⑤负责参与电力市场规则的制定，协调规则制定过程中的有关事项；⑥负责建设、管理电力市场交易信息发布平台，发布交易信息，向电力监管机构报告市场交易信息；⑦负责管理市场主体交易行为，并向电力监管机构举报违规行为和提出处罚建议。

dianli lianying

电力联营　（power pool）　多个互联电力系统组成的联合调度模式。它是电力交易市场运营管理的一种方式。最早的电力联营交易出现在英国，1990 年电力工业私有化之后，英格兰和威尔士电力系统由一个纵向垂直一体化的电力系统转变为电力联营。澳大利亚也是比较早（20 世纪 90 年代）采用电力联营交易模式的国家。美国电力市场中正在运行的电力联营包括美国新英格兰，宾夕法尼亚、新泽西和马里兰州电力市场（PJM 电力市场）和纽约电力联营等。

传统电力系统的发电、高压输电、低压配电和供用电的调度和交易是通过集中垄断性管理的方式实现，电力交易主要是区域电网间的互供交易和互为备用，主要目的是考虑安全备用，提供紧急事故支援，或以较低的费用共享运行备用和容量备用，电力交易处于次要地位。电力市场环境下，电力系统的经营和管理方式有了重要改变，在发电环节上实行“厂网分开、竞价上网”和在配电环节上实行“输配分开、选择供电”，是建立电力市场竞争体制的两个重要方面。对系统的各个部分及其功能进行分离或解绑，传统的一体化的电力系统被分成发电、输电和配电三个独立的部分，由此导致市场机制下电力联营的功能有了改变。

传统的垄断性管理的电力联营和新的市场机制下电力联营的区别如表所示。

新旧电力联营区别

旧式电力联营	新式电力联营
通常是纵向管理模式的大电力企业组成的封闭组织	通常是一个开放组织，其成员既包括集中管理的电力企业，也包括非集中式的电力企业（发电商、输电商、市场交易商、供电商和配电商）
发电按成本调度或经济调度，即依据核实过或未经核实估计的可变运行成本进行集中的发电调度	发电竞价和按投标价格调度，依据电厂或机组的投标价格进行调度，发电竞价是一种分散决策过程
多数情况下，电力联营的主要目的是提供紧急事故支援，或以较低的费用共享运行备用和安装备用，以提高供电可靠性水平。电力交易是次要的考虑	电力交易成为电力联营的主要目的，最初的动机是建立竞争性的发电市场
电力联营成员需要通过自己的发电机或者长期购电协议满足自己的电力需求	市场成员中的零售商或授权的负荷不一定非要通过自有发电机或者长期购电协议来保证其负荷需求，增加了用户对供电商的选择权
电力公司由于可以保证从零售用户那里收回固定成本和可变成本，导致交易的动力不足	因为无人担保发电商的费用回收，并且所有企业都必须从电力联营购买或出售电力，交易动力增强
对不同的生产者来说，交易的延续时间和稳定程度都不同，成员之间的容量使用权交易可能在电力联营的协议之外发生	交易一般针对一到数个生产商，并且有很强的确定性。非电力联营的交易一般是以受到金融保护的方式进行，这些方式可以确保买卖方不受价格波动的影响
输电服务只是针对确定的电力交易，没有普遍化的“电网开放”	电力联营的运行通常伴随普遍化的“电网开放”（至少在趸售级）

从表中可以看出，在新式电力联营中，保证电网运行安全和提高供电可靠性水平的目标不能改变，而电力交易的地位和作用有所提升。由于采用与以往不同的具有明显市场特征的电力计划和调度管理办法，对发电计划与调度、交换计

划、运行备用、检修计划、紧急程序等多个重要方面，新式电力联营引入了与旧式电力联营有着明显不同的市场化管理方法。

dianliwang fazhan guihua

电力网发展规划 (electric power network expansion planning) 见电力系统中期发展规划。

dianliwang huajian yu jingtai dengzhi

电力网化简与静态等值 (reduction and static equivalence of electric power network) 不改变保留部分的潮流分布，对复杂电力网的非保留部分进行简化和静态等效。随着电力系统规模的日益扩大，电力网也越来越复杂。在电力系统离线计算中，为了缩小计算规模，提高计算速度，在进行潮流计算、短路电流计算和电力系统稳定计算时，可对复杂电力网的电路进行适当的等值和简化处理。在实现电力系统在线分析，如实时静态安全分析时，为了克服系统的规模与计算所需的响应时间等方面存在的矛盾，有时需要对系统中某些不可观察部分及互联系统的邻网做外部等值处理。未来随着计算机、信息通信技术和在线监测技术的发展，计算速度和获取全网实时信息进行电力系统分析计算的能力不断提高，电力网化简与等值的需求将会有所降低。

网络化简 实行网络化简的基本原则是：应使消去一部分节点后网络中保留部分的各节点电压，在不同运行方式下都与简化前相同，从而达到既令网络简化又保持网络保留部分电气特征不变的目的。对不计电磁暂态过程的稳态网络通常采用两种化简的方法：①根据网络接线图直接进行等价变换，即网络变换法；②对描述网络的线性方程组进行消元处理。两种方法都是以减少节点为目的，因而在本质上是一样的。

网络变换法 一般包括两个步骤：①负荷移置，将需消去的节点上的负荷移到经过支路连接的其他节点上去，使该节点变成既不与电源连接，也不带负荷的联络节点。②进行网络变换，即应用网络变换法则，消去联络节点。通常采用星形-三角形（或网形）变换，即先将星形中心点的负荷移去，然后进行星—网变换，消去星形中心点，每变换一次，消去一个节点。通过网络不断变换，把应消去的节点全部消掉，最后得到所希望的简化网络。

线性方程组消元法 不计电磁暂态过程的稳态电力网，可用导纳矩阵形成的线性方程 $\boldsymbol{YU}=\boldsymbol{I}$ 描述。消元时，首先将待消去节点集中排列，然后用高斯消去法、直接三角分解法（见网络方程求解方法）或矩阵分块法实现节点的消去。

采用矩阵分块法时，将需消去节点编号集中排列在 q 子块，则得分块形式的导纳矩阵方程为

$$\begin{bmatrix}\boldsymbol{B} & \boldsymbol{C}\\ \boldsymbol{C}^{\mathrm{T}} & \boldsymbol{D}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\boldsymbol{U}_p\\ \boldsymbol{U}_q\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}\boldsymbol{I}_p\\ \boldsymbol{I}_q\end{bmatrix} \tag{1}$$

若需消去的节点都是联络节点，其节点电流均为零，即 $\boldsymbol{I}_q=0$，则通过矩阵运算可得消去节点后的网络方程为

$$\boldsymbol{I}_p=(\boldsymbol{B}-\boldsymbol{CD}^{-1}\boldsymbol{C}^{\mathrm{T}})\boldsymbol{U}_p \tag{2}$$

即消去节点后新的导纳矩阵为

$$\boldsymbol{Y}'=\boldsymbol{B}-\boldsymbol{CD}^{-1}\boldsymbol{C}^{\mathrm{T}} \tag{3}$$

运用消元法简化网络，与用网络变换法一样，不仅限于消去联络节点，对带有负荷的节点也能直接消去。此时与网络变换法的负荷移置一样，保留节点的负荷电流在消去节点后会发生相应变化。

静态等值 电力系统的静态等值主要用于电力系统潮流计算和静态安全分析。其方法主要有沃尔德（Ward）等值法。

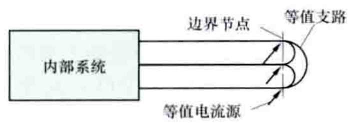
沃尔德等值法 一种有源线性网络等值方法。根据等值要求，可将电力网的网络节点分为三类：①子集 $\boldsymbol{I}$ 是内部系统的节点集合；②子集 $\boldsymbol{B}$ 是边界系统的节点集合；③子集 $\boldsymbol{E}$ 是外部系统的节点集合。其中 $\boldsymbol{I}$、$\boldsymbol{B}$ 是拟保留的节点集合，$\boldsymbol{E}$ 是拟消去的节点集合。由此，网络的线性方程组 $\boldsymbol{YU}=\boldsymbol{I}$ 可写为

$$\begin{bmatrix}\boldsymbol{Y}_{\mathrm{EE}} & \boldsymbol{Y}_{\mathrm{EB}} & 0\\ \boldsymbol{Y}_{\mathrm{BE}} & \boldsymbol{Y}_{\mathrm{BB}} & \boldsymbol{Y}_{\mathrm{BI}}\\ 0 & \boldsymbol{Y}_{\mathrm{IB}} & \boldsymbol{Y}_{\mathrm{II}}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\boldsymbol{U}_{\mathrm{E}}\\ \boldsymbol{U}_{\mathrm{B}}\\ \boldsymbol{U}_{\mathrm{I}}\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}\boldsymbol{I}_{\mathrm{E}}\\ \boldsymbol{I}_{\mathrm{B}}\\ \boldsymbol{I}_{\mathrm{I}}\end{bmatrix} \tag{4}$$

消去外部系统的节点后式（4）变为

$$\begin{bmatrix}\boldsymbol{Y}_{\mathrm{BB}}-\boldsymbol{Y}_{\mathrm{BE}}\boldsymbol{Y}_{\mathrm{EE}}^{-1}\boldsymbol{Y}_{\mathrm{EB}} & \boldsymbol{Y}_{\mathrm{BI}}\\ \boldsymbol{Y}_{\mathrm{IB}} & \boldsymbol{Y}_{\mathrm{II}}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\boldsymbol{U}_{\mathrm{B}}\\ \boldsymbol{U}_{\mathrm{I}}\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}\boldsymbol{I}_{\mathrm{B}}-\boldsymbol{Y}_{\mathrm{BE}}\boldsymbol{Y}_{\mathrm{EE}}^{-1}\boldsymbol{I}_{\mathrm{E}}\\ \boldsymbol{I}_{\mathrm{I}}\end{bmatrix} \tag{5}$$

式（5）即为消去外部系统节点后等值网络的导纳矩阵线性方程组。式（5）表明外部系统等值后对保留系统的影响，除修改了边界节点集合的自导纳子矩阵外，边界点的注入电流向量也由 $\boldsymbol{I}_{\mathrm{B}}$ 变为 $\boldsymbol{I}_{\mathrm{B}}-\boldsymbol{Y}_{\mathrm{BE}}\boldsymbol{Y}_{\mathrm{EE}}^{-1}\boldsymbol{I}_{\mathrm{E}}$。沃尔德等值网络如图所示。



沃尔德等值网络示意图

参考书目

张伯明，陈寿孙，严正. 高等电力网络分析. 2版. 北京：清华大学出版社，2007.

dianliwang jiedian bianhao youhua

电力网节点编号优化 (network nodes order optimization) 用稀疏矩阵技术求解电力系统网络方程时，为了节省计算机内存和加快计算速度，按照一定规则编排电力网各个节点次序。在电力系统计算中，网络方程通常采用导纳矩阵方程的形式，它的求解多采用高斯消去法和直接三角分解等（见网络方程求解方法）。导纳矩阵是零元素很多的稀疏矩阵，对它进行消元或三角分解后所得的三角矩阵，要增加一些称为注入元的非零元素。为节约计算机内存及避免对零元素的不必要运算，在计算机中一般只储存三角矩阵中的非零元素。因此，三角矩阵中非零元素的个数，直接影响计算机内存的需要量及程序计算速度。导纳矩阵非零元素的分布直接影响消元或分解后三角矩阵非零元素的数目，而网络节点编号次序又与导纳矩阵非零元素的分布密切相关（见图1），因此，电力网节点编号优化是求解网络方程前的一项重要工作。

节点编号的最优化是寻求一种使注入元素数目最少的节点编号方案。对 n 个节点的电力网来说，其节点编号方案可以有 $n!$ 种，选最优方案的工作量将非常大。因此，在实际

中往往采取一些简化的方法对节点编号进行优化，并不一定追求“最优”。

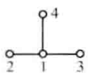
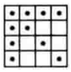
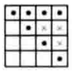
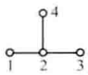
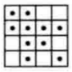
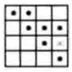
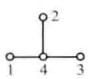
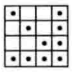
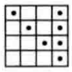
节点编号图形	导纳矩阵	消元或分解后三角阵	注入元素数
			3
			1
			0

图 1　电力网节点编号对注入元素的影响

•—非零元素；×—非零注入元素

根据消元的计算公式或星形-三角形变换规则（见图 2），每消去一个节点 i，新增加的元素数为

$$\Delta_i = \frac{1}{2}J_i(J_i - 1) - D_i \quad (1)$$

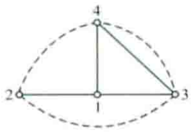


图 2　消去节点 1 网络变化示意图

式中 J_i 为在消去节点 i 时节点 i 的出线数；D_i 为在消去节点 i 时与节点 i 有连线的各节点之间已有的连线数。常用的一些节点编号优化方案，大都根据式（1）或对其作一些简化得到，主要可分静态按最少出线数编号、动态按最少出线数编号、动态按增加出线数最少编号三类。

（1）静态按最少出线数编号。对式（1）略去 D_i 项，视 J_i 为常数，即不考虑消去前面节点对节点 i 的出线数的影响，因此也称静态优化法。该方法简单、快速、应用极为普遍。

（2）动态按最少出线数编号。对式（1）略去 D_i 项，但考虑 J_i 的变化，即考虑消去前面节点对节点 i 的出线数的影响，因此也称半动态优化法。

（3）动态按增加出线数最少编号。对式（1）考虑 D_i 项和 J_i 的变化，即动态按增加出线数最少的原则编号，也称动态优化法。

dianliwang jiegou

电力网结构　（configuration of electric power network）

输送和分配电能（包括电压变换）的各类电压等级电力线路、变压器和相应的配电装置的连接或接线方式。电力网由输电网和配电网组成。大型电力网的结构通常以电压等级进行分层（见图 1）。输电网主要是将远离负荷中心的发电厂的大量电能经过变压器升高电压，通过高压输电线，送到邻近负荷中心的枢纽变电站。同时，输电网还有联络相邻电力系统和联系相邻变电站的作用，或向某些容量特大的用户直接供电。输电网的额定电压通常为 220～1000kV 或更高，其结构与电力系统运行的安全性及经济性关系极大，是整个电力系统的骨架或主干电网。配电网可分为高压、中压和低压配电网。高压配电网的电压一般为 35～110kV 或更高，中压配电网的电压一般为 6～20kV，它们将来自变电站的电能分配到众多的配电变压器，以及直接供应中等容量的用户；低压配电网的电压为 380/220V，用于向数量很大的小用户供电。

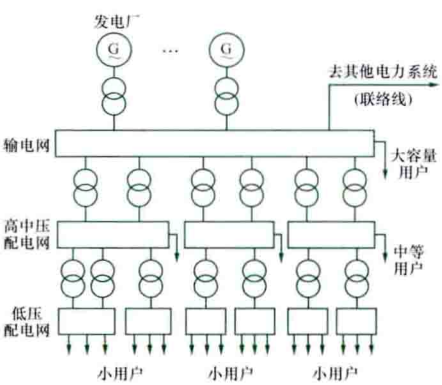


图 1　多级电压电力网示意图

此外，配电网中还包括微电网。

电力网基本结构　电力网的结构与电压等级，电源、负荷点的容量和数目，它们之间的地理位置以及可靠性要求等因素有关。图 2 为用单线图表示的电力网基本结构，其中电源为发电厂或由高一级电压电力网供电的变电站，负荷指用户或降压变电站。放射式结构［图 2（a）］是一种最简单的电网结构，运行调度和控制最为方便，但单回线路供电可靠性不高。链式结构［图 2（b）］是放射式的扩展，但可靠性低于放射式。环式结构［图 2（c）］有较好的可靠性与经济性，但当某一线路退出运行后，电压质量可能较差。具有多个电源的电力网有环式［图 2（d）］和串链式［图 2（e）］两种常用结构，两者均有很高的可靠性，但多个闭环结构电力网的调度和控制（包括继电保护）比较复杂，短路电流水平也较高。输电网通常采用这两种结构或它们的组合，其中环式结构对各发电厂间联系较强，运行稳定性一般较好；串链式结构对各发电厂间联系较弱，运行稳定性相对较差。干线式结构［图 2（f）］投资最省但可靠性很差，只适用于负荷密度小、可靠性要求不高的配电网。网格式结构［图 2（g）］适用于负荷密度很大，电压质量和可靠性要求很高的城市配电网。

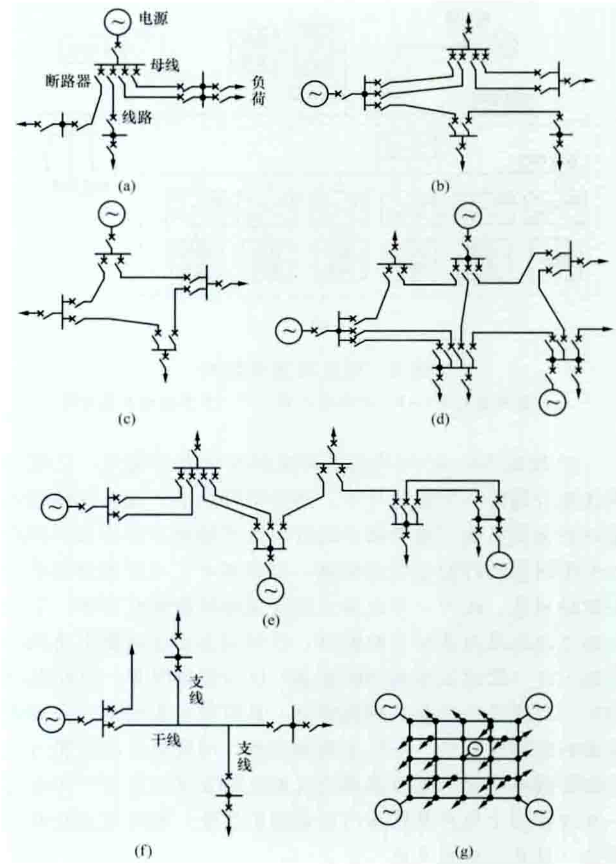


图 2　电力网的基本结构

（a）放射式；（b）链式；（c）环式；（d）多电源环式；（e）多电源串链式；（f）干线式；（g）网格式

20世纪末出现的微电网逐渐成为配电网的一部分。微电网可以并网运行，也可独立孤网运行。微电网可以为交流、直流或交直流混合的微电网（见微电网）。图3所示分别为直流、交流和交直流混合微电网的基本结构。

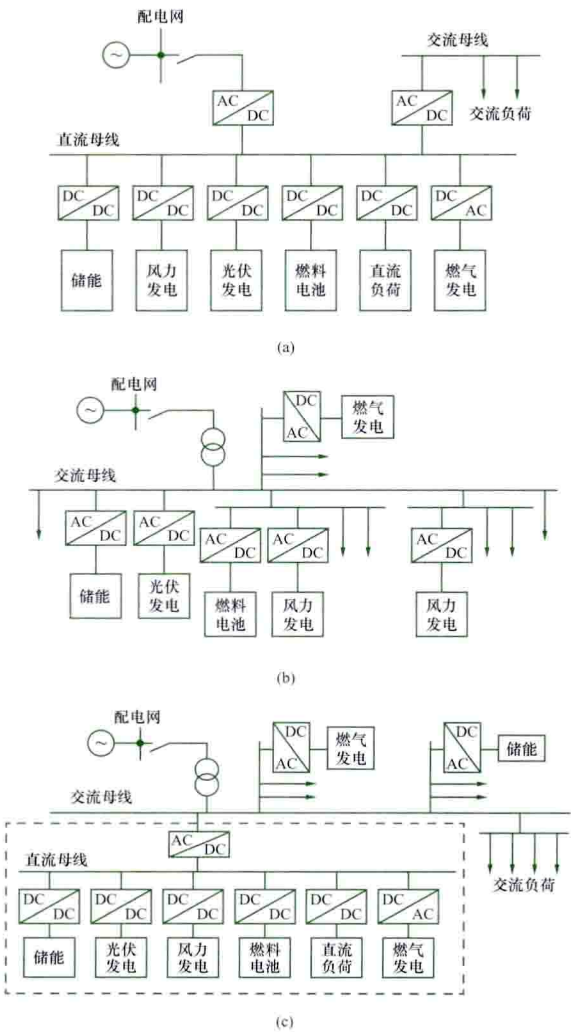


图3 微电网基本结构

(a) 直流微电网；(b) 交流微电网；(c) 交直流混合微电网

20世纪50～60年代发展起来的高压直流输电，已成为现代电力网的一个组成环节。其主要特点是：直流线路所连接的各交流系统不需要同步运行，直流输电功率的大小和距离不受同步运行稳定性的限制，而且基本上不增加交流系统的短路容量。此外，可以独立而快速地控制输电功率，不受两端交流电压及其相位的限制，并可用来协助控制交流系统的稳定性（阻尼发电机间的振荡）以及控制频率。当前直流输电主要用于大功率远距离输电、长距离电缆输电、交流系统间的非同步联络，用以提高稳定性，增强调度控制能力及限制短路电流等。随着多端直流系统的发展和应用，将会进一步改善整个电力系统运行和控制的性能，提高安全性和经济性（见直流输电系统）。

电力网结构对电力系统运行及调度控制的影响　电力网结构对电力系统运行的安全性、经济性、电能质量以及调度控制的方便性和灵活性等均有很大的影响。特别是主干网络，要采用电气联系强的结构，包括采用较高的电压等级，以提高稳定性，保证各种运行方式下主干线路有足够的输电能力。同时，要尽量简化结构，提高调度控制的方便性和灵活性，还要注意限制短路电流水平。对于交流远距离输电线路，如果输电能力受到限制，可考虑直流输电方案。当稳定性有问题或调度控制有困难或短路容量太大时，也可考虑应用直流联络线分隔交流电力网。对于低一级电压的电力网，应力求采用简单的结构，实行分片供电，限制短路容量。同时，要避免高、低压线路经过变压器形成环网，以简化继电保护，加强稳定性。通常要针对具体的电力系统，提出若干个电力网结构方案，逐个进行潮流、稳定、保护控制和短路电流研究以及经济分析，经过技术经济比较，最后确定最佳的结构。

参考书目

宋云亭，郑超，秦晓辉．大电网结构规划．北京：中国电力出版社，2013.

dianliwang yuanjian dengxiao dianlu

电力网元件等效电路

（equivalent circuit of electric power network components）　组成电力网各元件的计算用等效电路。由各元件等效电路连接组成的电力网等效电路用于电力系统各种稳态和暂态过程的计算分析。电力网的主要元件是输电线路和变压器，它们的等效电路是电力网等效电路的主要组成部分。在制定多电压等级电力网等效电路时，网络各元件等效电路参数需进行电压等级的归算。为保证归算的准确和使结果更为直观，通常采用标幺值表示（见标幺值系统）。

电力线路等效电路　三相对称的电力线路可用单相线路来等效。线路始端（设标号为1）和末端（设标号为2）之间电压、电流的关系可用两端口（或称四端）网络方程式来描述。

$$\begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{I}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{U}_2 \\ \dot{I}_2 \end{bmatrix} \tag{1}$$

电力线路按长度不同可划分为短线路、中等长度线路和长线路三种。长度不超过100km的高压架空线路可视为短线路；长度100～300km的高压架空线路和不超过100km的电缆线路为中等长度线路；长度超过300km的架空线路和超过100km的电缆线路为长线路。

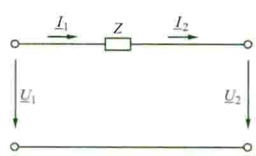


图1 短线路的等效电路

短线路的线路导纳一般可略去不计，其等效电路中串联的线路总阻抗 $Z=R+jX$（见图1）。相应于式（1）的四端网络通用常数 A、B、C 和 D 为

$$\left.\begin{aligned} A = 1; B = Z \\ C = 0; D = 1 \end{aligned}\right\} \tag{2}$$

中等长度线路的等效电路有Π形和T形两种形式，如图2所示，其中常用的是Π形等效电路。在Π形等效电路中，除串联的线路总阻抗 $Z=R+jX$ 外，还将线路的总导纳 $Y=jB$ 分为两半，分别并联在线路的始端和末端。在T形等效电路中，线路的总导纳集中在中间，而线路的总阻抗则分为两半，分别串联在它的两侧。

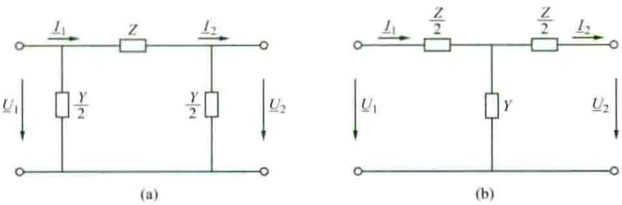


图 2　中、长线路的等效电路

(a) Π 形等效电路；(b) T 形等效电路

Π 形等效电路的四端网络通用常数为

$$\left.\begin{aligned} A &= \frac{ZY}{2}+1; \qquad B = Z \\ C &= Y\left(\frac{ZY}{4}+1\right); \quad D = \frac{ZY}{2}+1 \end{aligned}\right\} \tag{3}$$

T 形等效电路的四端网络通用常数为

$$\left.\begin{aligned} A &= \frac{ZY}{2}+1; \quad B = Z\left(\frac{ZY}{4}+1\right) \\ C &= Y; \qquad D = \frac{ZY}{2}+1 \end{aligned}\right\} \tag{4}$$

长线路的等效电路仍可用图 2 所示的 Π 形和 T 形等效电路来表示，但须计入分布参数特性，即分别以 Z'、Y' 代替集中参数阻抗 Z、导纳 Y。对 Π 形等效电路

$$\left.\begin{aligned} Z' &= Z_c \sinh\gamma L \\ Y' &= \frac{1}{Z_c} \times \frac{2(\cosh\gamma L - 1)}{\sinh\gamma L} \end{aligned}\right\} \tag{5}$$

对 T 形等效电路

$$\left.\begin{aligned} Z' &= Z_c \frac{2(\cosh\gamma L - 1)}{\sinh\gamma L} \\ Y' &= \frac{1}{Z_c} \sinh\gamma L \end{aligned}\right\} \tag{6}$$

长线路的四端网络通用常数为

$$\left.\begin{aligned} A &= \cosh\gamma L; B = Z_c \sinh\gamma L \\ C &= \frac{\sinh\gamma L}{Z_c}; D = \cosh\gamma L \end{aligned}\right\} \tag{7}$$

式 (5)～式 (7) 中 $Z_c = \sqrt{Z_1/Y_1}$，$\gamma = \sqrt{Z_1 Y_1}$，分别为线路的特性阻抗和传播常数；Z_1、Y_1 分别为单位长度线路的阻抗和导纳；L 为线路长度。

变压器等效电路　双绕组变压器的等效电路如图 3 所示。图中 $R_T + jX_T$ 为变压器高低压两个绕组的阻抗，其中 R_T 为电阻，X_T 为漏电抗。$Z_\mu = R_\mu + jX_\mu$ 为励磁支路阻抗。图中 $G - jB$ 是以导纳形式表示的励磁支路，G 为电导，B 为电纳。

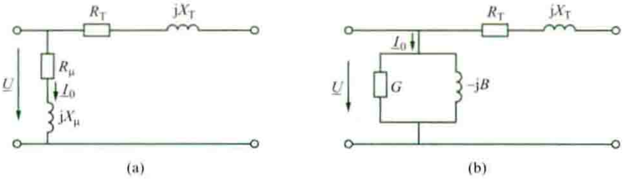


图 3　双绕组变压器等效电路

(a) 励磁支路以阻抗表示；(b) 励磁支路以导纳表示

三绕组变压器的等效电路如图 4 所示。图中 $Z_{T1} = R_{T1} + jX_{T1}$，$Z_{T2} = R_{T2} + jX_{T2}$，$Z_{T3} = R_{T3} + jX_{T3}$ 分别为 3 个绕组的等效阻抗，Y_T 为励磁支路的导纳。

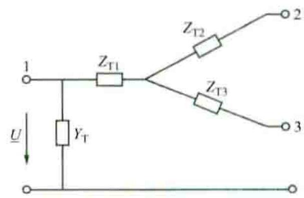


图 4　三绕组变压器等效电路

在不计变压器励磁回路时，变压器的等效电路仅由绕组阻抗 R_T 和 X_T 串联回路组成。考虑到变压器的非额定变比，可在串联回路中增加一变比为 K 的理想变压器，如图 5 (a) 所示。相应的四端网络 Π 形等效电路见图 5 (b)，四端网络方程为

$$\begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{I}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{K} & KZ_T \\ 0 & K \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{U}_2 \\ \dot{I}_2 \end{bmatrix} \tag{8}$$

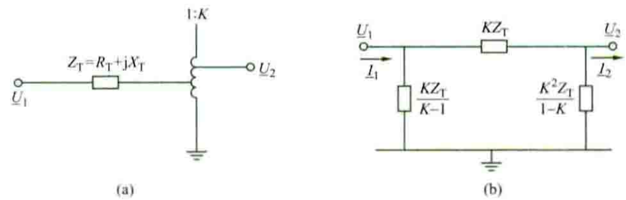


图 5　不计励磁回路、具有非额定变比的双绕组变压器等效电路

(a) 等效电路示意图；(b) Π 形等效电路

多电压等级电力网等效电路　在多电压等级电力系统的计算中，为了制定整个电力系统的等效电路图，需将不同电压等级元件等效电路的阻抗、导纳以及相应的电压、电流值归算至同一基本电压等级。通常取系统中最高额定电压为基本电压等级。归算时，可认为系统各元件的额定电压等于这些元件所在电压等级相对应的平均额定电压，而变压器的变比也取这些平均额定电压的比值。平均额定电压取值一般比该电压等级额定电压值高 5%，如 110kV 级为 115kV，220kV 级为 230kV，330kV 级为 345kV，500kV 级为 525kV，750kV 级为 800kV，1000kV 级为 1050kV。当实际变压器变比不等于相应平均额定电压的比值时，取变压器等效电路中非额定变比值 K＝实际变比/额定变比。用标幺值表示时，已归算至基本电压等级的各电压等级等效电路参数有名值除以基本电压等级的基值，即得全系统统一的标幺值（见标幺值系统）。

参考书目

张伯明，陈寿孙，严正．高等电力网络分析．北京：清华大学出版社，2007.

dianli wulianwang

电力物联网　(the internet of things in power system)

通过在电力生产、输送、消费、管理各环节，广泛部署具有一定感知能力、计算能力和执行能力的智能装置，实现信息安全可靠传输、协同处理、统一服务及应用集成，促进电网生产运行及企业管理全过程的全景全息感知、信息融合及智能管理与决策。

体系架构　电力物联网分为感知层、网络层和应用层三个层次。

感知层　主要通过无线传感网络、射频识别技术 (radio frequency identification technology, RFID) 等手段实

现对电力系统各应用环节相关信息的采集，包括感知控制子层和通信延伸子层。

（1）感知控制子层。实现对物理世界的智能感知、识别和信息采集。通过各种新型微机电系统（micro-electromechanical systems，MEMS）传感器、基于嵌入式系统的智能传感器、智能采集设备等，实现对电力系统各应用环节有关电气量、非电气量、环境状态等信息的采集。

（2）通信延伸子层。将物理实体连接到网络层和应用层的通信终端模块或延伸网络。通信延伸子层采用光纤通信、无线通信或电力线载波通信等方式传输电网数据。

网络层　主要以电力光纤网为主，辅以电力线载波通信网、无线宽带通信网，将从感知层得到的数据无障碍、高可靠性、高安全性地进行传送。网络层解决的是感知层所获得的数据在一定范围内，尤其是远距离传输问题。

应用层　通过采用智能计算、模式识别等技术实现电网信息的综合分析和处理，实现智能化的决策、控制和服务，提升电网各个应用环节的智能化水平。

基本特征　面向电力系统应用的物联网具备可靠稳定、经济高效、规范标准、友好互动四个基本特征。

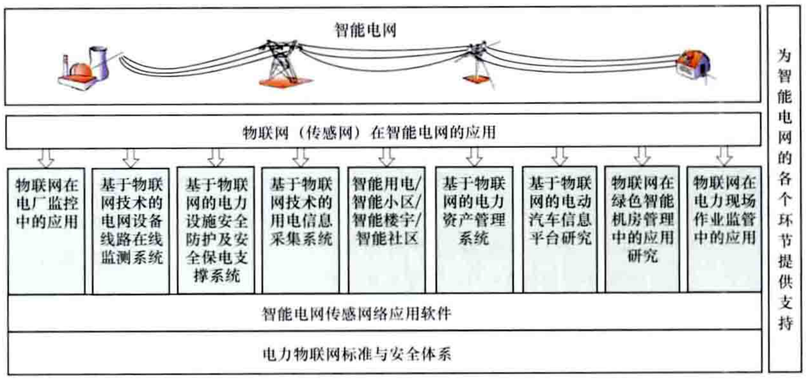
可靠稳定　可靠、稳定、安全、准确地采集感知、通信传输、处理决策，是抵御电力系统多重故障、外力破坏、信息攻击、防灾抗灾的重要基础。

经济高效　通过物联网对信息整合及共享，可以为电力系统安全生产、高效运营提供技术手段。利用物联网技术可以实现全网资源和资产全寿命周期管理，提高资产及投资利用率，提升电力企业的精益化管理水平。

规范标准　物联网的标准规范应能够为电力系统发展提供长期的、广泛的先进技术支撑，充分利用电网电力系统资源向社会提供附加增值服务，适应技术进步和需求变化。

友好互动　面向电力系统智能化应用的物联网技术能够依据多维状态信息，提供辅助决策依据；在保证电力系统安全的条件下，提供双向的交互手段，激励电源侧、用户侧主动参与电网安全运行，实现发电及用电资源优化配置。

应用　作为电力系统智能化的重要组成部分，智能电网的实现首先依赖于电网各个环节重要运行参数的在线监测和实时信息掌控，物联网作为推动智能电网发展的信息感知和“物物互联”重要技术手段，能在多种场合满足智能化电网发、输、变、配、用等重要环节上信息获取的实时性、准确性、全面性的需求。面向智能电网的物联网应用体系如图所示。



面向智能电网的物联网应用体系

发电环节　利用物联网技术可以提高发电机组状态监测的水平，结合电网运行的情况，实现快速调节和深度调峰，提高机组灵活运行和稳定控制水平。在发电机组内部布置传感监测点，有助于深入了解机组的运行情况，包括各种技术指标和参数，并和其他主要设备之间建立有机互动，能够有效地推进电源的信息化、自动化和互动化，促进机网协调发展。

输电环节　利用物联网技术可以提高对输电线路、高压电器等电网设备的感知能力。包括输电线路状态监测：气象环境监测、线路覆冰、导线微风振动、导线温度与弧垂、输电线路风偏、杆塔倾斜、图像监控、绝缘子污秽等监测和预警。

变电环节　通过物联网可对变电设备的环境状态信息、机械状态信息、运行状态信息进行实时监测和预警诊断，提前做好故障预判、设备检修等工作，提高电网设备的自动化和数字化水平、设备检修水平及自动诊断水平。物联网技术也可以应用于变电站的数字化建设，可以提高环境监控、设备资产管理、设备检测、安全防护等应用水平。

配电环节　利用物联网技术可实现对配电网关键设备的环境状态信息、机械状态信息、运行状态信息的感知与监测，配电网设备安全防护和预警，配电网设备故障的诊断评估和配电网设备定位检修等。在配电网现场作业监管方面，通过物联网技术实现确认对象状态，匹配工作程序和记录操作过程的功能，减少误操作风险和安全隐患，实现调度指挥中心与现场作业人员的实时互动。在电力巡检管理方面，通过识别标签辅助设备定位，实现到位监督，指导巡检人员执行标准化和规范化的工作流程。利用智能巡检，可监控设备运行环境，掌握运行状态信息，进行辅助状态检修和标准化作业指导等。

用电环节　利用物联网技术有助于实现智能用电双向交互服务、用电信息采集、智能家居、家庭能效管理、分布式电源接入以及电动汽车充放电，为实现用户与电网的双向互动、提高供电可靠性与用电效率以及节能减排提供技术保障。

参考书目

刘振亚．智能电网技术．北京：中国电力出版社，2010.

刘建明，李祥珍，等．物联网与智能电网．北京：电子工业出版社，2012.

dianli xitong

电力系统　（electric power system；power system）

由发电、输电、变电、配电、用电等环节组成的电能生产、传输、分配和消费的系统。如图1所示，发电厂将各类一次能源转换为电能，然后经过输电网和配电网输送和分配至电力用户的用电设备，从而完成电能从生产到使用的整个过程。电力系统还包括保证一次系统安全可靠运行的传感和量测、控制与保护、信息与通信以及调度自动化等相应的辅助系统。电力系统的根本任务是向用户提供可靠、合格、清洁和经济的电能。

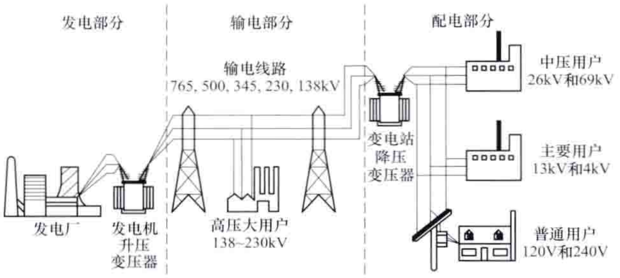


图 1　传统电力系统主体结构示意图

电力系统的形成和发展　电力系统经历了“分散式、小容量、低电压、小系统”的产生与兴起阶段、“大机组、大电厂、大系统、高电压、资金密集、技术密集、高度信息化”的现代化电网阶段和“清洁、高效、环保、经济”的可持续发展阶段共 3 个阶段，也称为“三代电网”。

第一阶段从 19 世纪末 20 世纪初开始，到 20 世纪 50 年代初。最早的发电机（或电动机）和输电线采用直流电技术，使用 100～400V 直流线路供电，由于电压低，线路损耗大，输送的功率小，送电距离也不远。后来，交流发电机、特别是变压器的出现，实现了交流单相、三相输电，可方便地提高送电电压。交流输电具有送电距离长、节约导线材料和降低功率损耗等优点，加之异步电动机等性能良好的用电设备的出现，大大推动了交流电力系统的发展。经过几十年的发展，输电电压达到 220kV，单机容量基本不超过 10 万 kW，电网规模比较小，形成以孤立电网、城市电网为主的简单电力系统。

第二阶段从第二次世界大战后到约 20 世纪末。随着战后经济快速恢复和发展，电能需求迅速增加，发电设备容量及其出力也相应不断增大，特别是大型水电站、坑口电厂及核电厂的建立，需要将大量电力远距离送出。同时，为互通各简单电力系统之间的电力，提高运行的经济性和安全性，出现了以高压或超高压远距离输电为主干的电力系统和大型互联电力系统。为了克服交流输电中的一些困难（如电力系统稳定问题）以及解决一些特殊情况下的送电问题（如海底电缆输电、不同频率交流电力系统的互联等），也由于电力电子技术的进步，高压直流输电技术也得到了很大发展。随着交、直流输电新技术竞相开发和利用，出现了交、直流混合输电的电力系统。中国第二代电网的建设从 20 世纪 70 年代开始。1974 年刘家峡水电站（见图 2）的全面建成及 1972 年刘家峡—关中 330kV 线路（535km，送电 42 万 kW）投运，标志着中国第一个跨省电网（甘肃、陕西、青海、宁夏）形成，中国第二代电网建设的开始。世界上形成的交流电力系统主要为 400、500、750kV 系统；中国于 2009 年 1 月建成了 1000kV 特高压交流输电工程，形成了连接华北和华中电网的特高压交流输电系统。世界上高压直流输电广泛采用±400、±500、±600kV 等直流输电电压，随着输电容量和距离需求的增大，开始研发采用±800kV 特高压直流输电技术。中国最早投运的特高压直流输电系统是 2009 年 12 月 28 日单极投运的云南一广东±800kV特高压直流输电工程和 2010 年 7 月 8 日投运的向家坝—上海±800kV特高压直流输电示范工程，输电距离分别为 1438km 和 1907km，额定最大连续输电功率分别为 500 万 kW 和 640 万 kW。

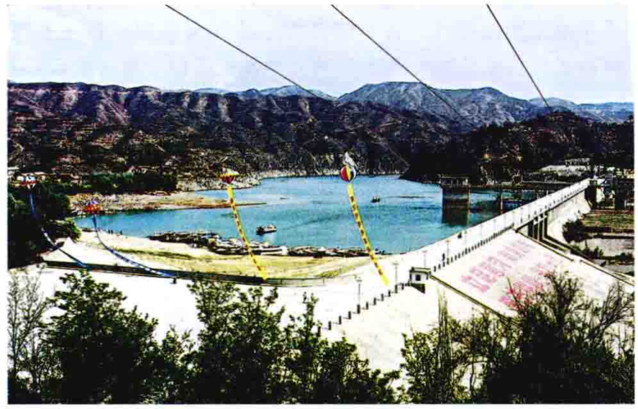


图 2　刘家峡水电站（装机容量 125.5 万 kW，中国首座百万千瓦级水电站）（刘家峡水电站　提供）

第三阶段从 20 世纪末开始。第二代电网的发展遇到的两个突出问题是严重依赖化石能源和交流同步互联大电网安全问题。前者加剧了环境污染压力，后者造成重大电力系统事故频发。为此，20 世纪 90 年代以来，发达国家开始研究发展适应清洁能源、可再生能源的新型现代电力系统，开始了第三代电力系统建设。第三代电力系统的主要特征和目标包括优化的电源结构、灵活的电网模式、智能的运行控制、极高的供电可靠性和极低的安全风险等。第三代电网将形成大型集中式和分布式电源相结合的电源结构，实现非化石能源（可再生能源和核能）发电占电源结构较大份额，使化石能源消耗和碳排放大幅降低，形成可持续发展的电源结构。逐步实现骨干电网与微电网相结合的电网结构。建成智能化的电网控制、保护、信息、调度系统和智能用电系统，大幅提高电网接受可再生能源发电能力，确保供电可靠性大幅提升。

电力系统的特点　主要包括：①电能一般不能大规模储存，发输配用瞬间完成，电能生产与消费需随时保持动态平衡，发电容量和设备都需要一定的备用。②整个电力系统通过电磁耦合和连接，在电力系统任一点发生故障，都会在瞬间影响和波及全系统，造成重大灾难，因此在电力系统各个环节和不同层次一定要具有相应的信息与控制系统，对电能的生产、传输、使用的过程快速进行测量、调节、控制、保护和协调调度。③电力系统是现代社会的一个重要基础设施，在工农业生产、交通运输、商业和人民生活的各个方面起着重要的作用，每个现代国家的发展程度都与电能的利用水平密切相关。④电能供应系统和用户处于相互影响、相互制约之中，电能供应系统要适应用户对电能需求的随机变化，确保提供合格的电能质量。用户（负荷）的特性和随机变化会影响和冲击电能供应系统，但负荷的科学管理和响应（如改变用电方式等）又能为电网提供辅助服务，改善电力系统运行性能（见需求侧管理决策支持系统）。

电力系统的优越性体现在：①有利于大范围的优化配置资源，经济合理地开发利用水能、化石能源、核能、风能和太阳能等能源，解决能源资源与负荷分布在地域间的不平衡；②可利用不同供电地区的时差和季节差、各地区电力消费习惯的差别和负荷曲线不同等条件，错开负荷高峰，减少全系统总的负荷峰值和总的装机容量及备用容量；③有利于

采用大容量和标准化的发电机组和电力设备，可以节省建设投资和运行费用，提高投资效益和运行经济性；④便于在电力系统发生故障时，各地区各类电源互为备用，相互支援，提高系统抗事故能力和运行的安全性；⑤便于集中管理，利用水电、火电、核电、风电、太阳能发电等之间的互补调节，实现经济调度与电力的合理分配等。

电力系统构成　由发电厂、电力网和负荷三个主要部分组成，如图 3 所示。

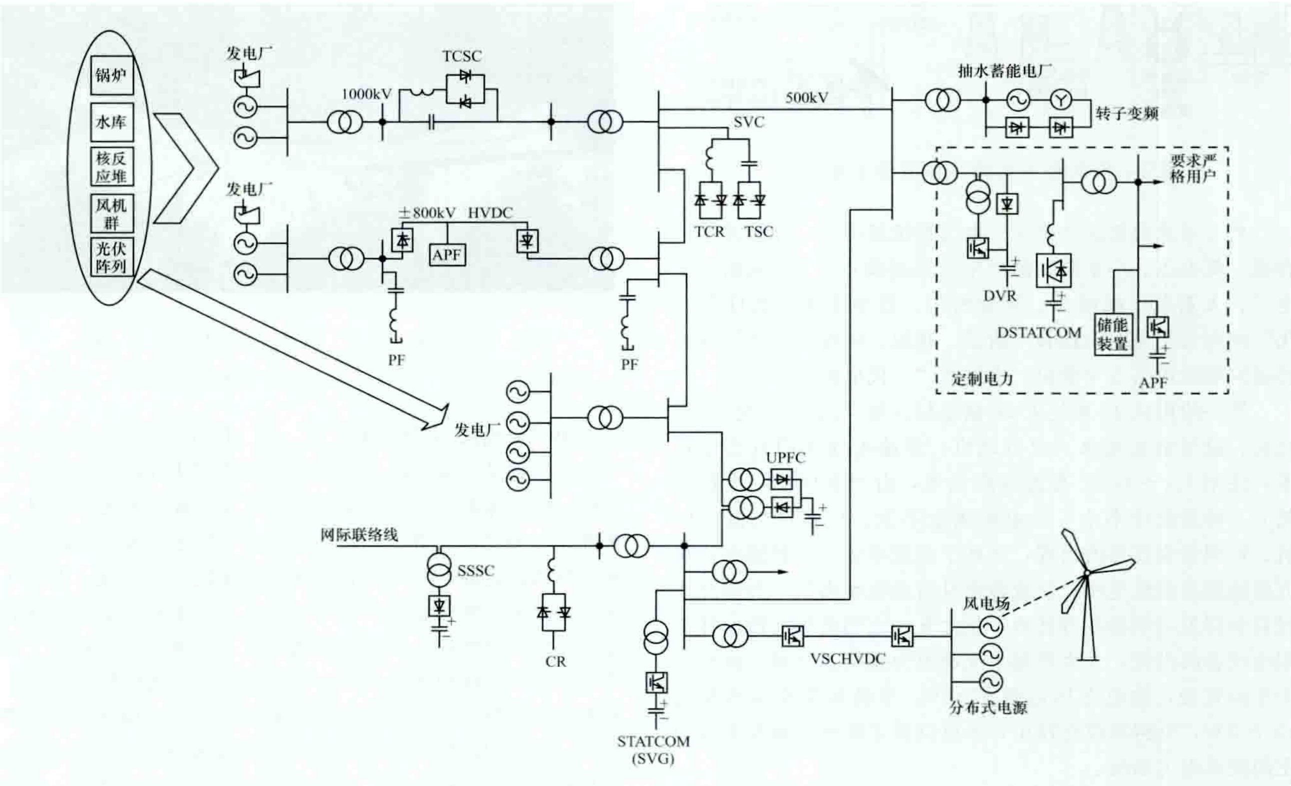


图 3　电力系统主体构成示意图

APF—有源滤波器；TCSC—晶闸管可控串联补偿器；SVC—静止无功补偿器；TSC—晶闸管投切电容器；TCR—晶闸管可控电抗器；HVDC—高压直流输电；PF—滤波器；UPFC—统一潮流控制器；CR—可控电抗器；VSCHVDC—电压源直流输电；STATCOM—静止同步补偿器；DVR—电压恢复器；SSSC—静止同步串联补偿器；DSTATCOM—配电用静止同步补偿器

发电厂将其他形式的能量转化为电能。现代电厂主要利用燃料（煤、石油、天然气、生物质燃料等）的化学能、水的势能、核能、风能、太阳能、地热能等能量形式，相应地建设火电厂、水电站、核电厂、风电场、太阳能光伏（热）电站、生物质电厂和地热电站。集中式大型发电厂根据其容量规模接入不同电压等级的电力网，小型分布式电源就地接入配电网或直接给负荷供电。

电力网是电力系统中输送、变换和分配电能的部分，主要由变电站和线路组成，可分为输电网和配电网。根据电力系统中装机容量和用电负荷大小，以及电源和负荷的相对位置，电力网将按电压等级的高低分层，按负荷密集的地域分区。不同容量的发电厂和电力用户应分别接入不同电压等级的电力网，较大容量的应接入较高电压的电力网，较小容量的可接入较低电压的电力网。根据电流的特征，电力网的输电方式还分为交流输电和直流输电。

输电网主要是将远离负荷中心的发电厂所发出的电能经过变压器升高电压，并通过高压输电线输送到邻近负荷中心的枢纽变电站。同时，输电线还有联络相邻电力系统和联系相邻枢纽变电站的作用。

配电网是将电能从输电网或地区发电厂接受电能，通过配电设施就地或逐级分配给用户的电力网。一般又将配电网分为高压、中压和低压配电网。在中国，交流高压配电网电压一般为 35、63、110kV；中压配电网电压一般为 6～10kV（也有用 20kV 的）；低压配电网电压一般为三相四线制的 380/220 V。随着分布式发电接入配电网，21 世纪出现了由分布式电源、储能设施、能量转换装置、相关负荷、监控及保护装置汇集而成的微电网和主动配电网等新型配电网结构。随着直流负荷的增加，直流配电网也将是一种合理的选择。

负荷是使用和消耗电能的设备，它将电能转化成机械能、热能、光能和化学能等。配电网负荷主要有动力负荷（电动机）、热负荷、照明负荷等。大容量负荷一般接入 3～10kV 配电网，小容量负荷接入 380/220V 配电网。配电系统一般是三相的，单相负荷要均衡接入三相之中。（见电力系统负荷）

电力系统规划与设计　电力系统的规划应根据规划地区国民经济和社会发展的长期规划，依据电力负荷增长需求，在动力资源合理开发条件下，提出电力可持续发展的

基本原则和方向，使发、输、变、配电设备配套建设，协调发展，以最少的投资和运行成本为国民经济各部门和人民生活提供充足、可靠、合格、经济的电能。同时，要考虑电源、负荷和电力网发展中的不确定性，适当安排电源储备和输、变、配电设备的冗余，保证电力系统运行的灵活性和抗干扰性。

电源和电网的建设需要较长的时间，同时其使用年限也较长，所以必须拟定15年以上的电力系统长期发展规划，并在长期发展规划的指导下制定5～15年的电力系统中期发展规划。在制定电力系统长期发展规划时，必须掌握电力负荷的发展需求、可能开发的动力资源、新技术的发展趋势，以及电力系统对社会发展的适应性等，并在充分考虑原有系统条件下提出电源的构成与配置、输电网的电压等级和结构、配电网的发展原则等问题。电力系统中期发展规划应对规划期内电力系统的发展进行具体的调查研究和计算分析，进行各种方案的比较，提出具体的分阶段的电源和电力网规划以及建设项目和进度。

电力系统继电保护、电力系统安全自动装置、电力系统调度自动化和通信必须从整个电力系统出发，全面、系统地进行规划设计，在电力系统中期发展规划的基础上提出在规划期内各专门系统的布局和设备配置原则、技术规范要求、投资估算以及各专门系统间的协调配合原则，作为各单项工程设计中有关二次系统设计的依据。

电力系统运行调度和控制保护　在充分合理地利用用能源和运行设备能力条件的前提下，电力系统应尽可能安全、经济地向电力用户提供持续、数量充足、符合一定质量标准的电力和电能。在正常平衡三相稳态条件下，电力系统运行要求：①电源发电等于负荷需求加上损耗；②节点电压幅值保持在额定值附近；③发电机运行在规定额定有功功率和无功功率上下限内；④输电线路和变压器等设备不过负荷。为了充分发挥电力系统的功能和作用，在实际的电力系统运行中应达到的目标是：①满足用户对用电的需要；②满足安全可靠性要求；③满足经济性要求；④满足环境保护和生态条件的要求；⑤满足合理使用燃料及能源资源的多样化要求。

（1）满足用户对用电的需要。包括用电的数量和质量。所谓质量合格，就是指电压、频率、波形这3个主要参数都必须处在标准规定的范围内。在正常运行情况下，应该满足用户的用电需求，只有在出力不足的情况下才进行有计划的限制供电。在事故发生后的紧急情况下，当不能满足供电需求时，要有选择地切除一部分可切负荷，以保证重要负荷的用电和全系统的安全。（见自动低频减负荷和自动低压减负荷）

电力系统的频率是系统基本运行参数和电能质量指标。当电力系统的总出力与总负荷（包括网损）发生不平衡时，电力系统的频率就要发生变化。由于电力系统的负荷是经常发生变化的，任何一处负荷的变化，都要引起全系统的有功功率不平衡，因而导致电力系统频率的变动。所以，电力系统运行中的重要任务之一，就是要根据出力和负荷的变化对电力系统的频率进行监视和有功功率平衡的控制。（见电力系统频率和电力系统频率调整）

与频率一样，供电电压也是电能质量的重要指标之一。电压值的变化对用户设备的运行特性有很大影响。电力系统中的无功功率配置及其传输是影响电压的重要因素，所以应有效地调节电力系统的无功功率及电压，保证用户的电压偏差在允许范围之内。

（2）满足安全可靠性要求。保证电力系统以质量合格的电能充分地对用户连续供电。一个安全可靠供电的电力系统必须具有承受一定程度干扰和事故的能力，即当在系统中出现干扰或事故的性质和规模均属预先设定范围时，电力系统凭借其本身具有的抗干扰能力（如发电出力的备用容量，电力网的合理结构，输变电设备的冗余配置等），继电保护及安全自动装置的作用，以及运行人员的控制和操作，仍能保持连续供电。但是，当电力系统中出现超出预先设定范围的事故后，就有可能使电力系统部分失去供电能力。电力系统在严重的事故情况下也应尽量避免使事故扩大，以防止波及电力系统其他正常运行的部分，造成大面积停电。同时，应迅速消除事故的后果，尽快地恢复正常供电。保证电力系统安全运行的自动控制系统的具体功能包括运行状态可视化、监视控制、安全分析和安全控制、安全预警。

（3）满足经济性要求。以最小发电成本或最小燃料消耗为目标的经济运行，使系统中并列运行的发电机组间合理地分配出力。当发电机组经过输电线路对负荷供电时，还要考虑线损的影响。在电力系统正常运行中，还应根据负荷的变化，相应地开停发电机组，以达到减少燃料消耗的目的。在有可再生能源发电和火电的混合电力系统中，要求在充分发挥可再生能源发电能力，有效利用可再生能源资源的条件下，满足发电成本最小的要求。

（4）满足环境保护和生态条件的要求。电力系统中的发电厂，应采取措施，以符合环境保护相关国家标准的要求。在输变电设备方面，则要求考虑输电线对周围环境的影响以及变压器、电抗器的噪声干扰。

（5）满足合理使用燃料及能源资源的多样化要求。应根据国家的能源资源条件及能源政策，以及燃料的供应和运输条件、价格等因素来综合考虑和协调全系统的燃料和能源资源使用计划。积极有序发展水电，安全高效发展核电，加快发展风能等其他可再生能源发电，高效清洁发展煤电，有序发展天然气发电，推动中国电力能源供应体系朝着“安全、稳定、经济、清洁”的方向发展。

为了实现上述电力系统运行的目标，正确和及时地掌握每时每刻都在变化着的电力系统运行情况，协调和控制电力系统各组成部分的运行方式，处理影响整个电力系统正常运行的事故和异常情况，保证电力系统的安全和经济运行，必须建立分级的电力系统的调度管理（见电力系统调度管理），并配置相应的调度自动化系统和电力系统专用通信网络。

电力系统的仿真分析和实验研究　见电力系统数字仿真和电力系统仿真装置。

参考书目

陈珩．电力系统稳态分析．3版．北京：中国电力出版社，2007.

DUNCAN GLOVER J, SARMA M S, OVERBYE T J. Power system analysis and design. 4th ed. Thmson Learning, 2008.

dianli xitong anquan fangyu sandao fangxian

电力系统安全防御三道防线 (three-defense-lines for power system security) 为保证电力系统安全稳定运行，预防电力系统由于故障引发相继事件最终演化为大停电而设置的三道防护措施。广域测量系统和广域控制系统是构建三道防线的重要子系统。第一道防线是快速可靠的继电保护措施（见电力系统继电保护）和有效的预防性控制措施，确保电网在发生常见的单一故障时保持电网稳定运行和电网的正常供电；第二道防线是采用稳定控制装置及切机、切负荷等紧急控制措施，确保电网在发生概率较低的严重故障时能继续保持稳定运行；第三道防线是设置失步解列、频率及电压紧急控制装置，当电网遇到概率很低的多重严重事故而稳定破坏时，依靠这些装置防止事故扩大，防止大面积停电。

三道防线作用原理 可用图1说明三道防线的作用原理。图中的虚线框表示参数空间，实线框表示与故障集对应的稳定域。为了将原本失稳的轨迹限制在状态空间中的稳定域内，既可以将故障前的系统工作点移向稳定域（即采取改变系统运行工况的预防控制），也可以改变受扰轨迹并扩大稳定域（即实施紧急控制或校正控制）。这些手段包括：①在下一个故障发生前，通过加强电网结构和调整发电出力分配等预防性措施，将工作点移向稳定域。②故障发生后，立即通过继电保护装置有选择地切除故障支路。③按实际工况及故障情况，执行紧急控制措施来增加稳定裕度。④一旦检测到系统失步，或系统频率或母线电压的动态行为越过安全规程的规定，则通过失步解列、低频减载和低压减负荷（见自动低压减负荷）措施来阻止停电范围扩大。⑤通过恢复控制，尽快恢复对停电负荷的供电。

以上手段中①和②属于第一道防线，③属于第二道防线，④属于第三道防线。

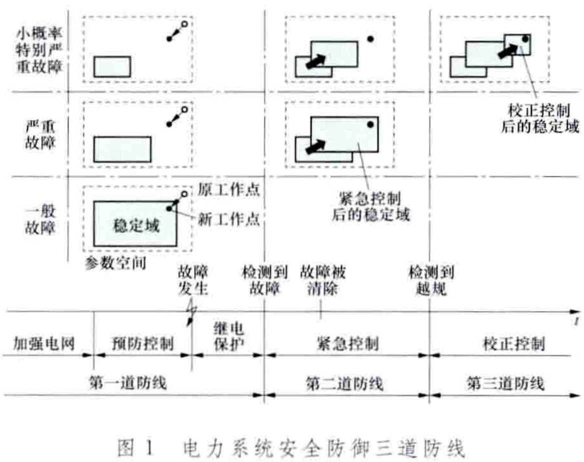


图1 电力系统安全防御三道防线

第一道防线 包括在故障前以偏离经济运行点为代价的预防措施，以及在故障发生后以时空影响最小的方式隔离故障元件的继电保护。预防措施由电力系统在线动态安全分析和预警系统做出，电力系统调度员以软件分析结果为参考，按其对所冒风险的态度进行决策。

第二道防线 在检测到故障后不通过调度员，就立即按决策方案自动实施解列、切机、切负荷、强励、强补、快关汽门、动态制动等紧急措施。由于失稳过程短至200ms，故紧急控制只能通过逻辑判断就地执行。故障发生前紧急控制并不动作，因此不需要付出日常代价，但紧急控制一旦执行，代价较大。

第三道防线 为减少前两道防线的误动及拒动风险，特别是避免在设计时未予考虑的极端故障演化为大停电灾难而采用的措施，例如在检测到失步后的振荡解列及检测到低频现象后分轮次切负荷等。这些措施由系统的动态响应来驱动，故称校正控制。

不同防线的控制律 目的不同的各道防线有不同的控制时机，故采用的控制律及驱动方式，控制对象及控制量的选择方式均不相同。各道防线不同的控制律如图2所示。预防控制的决策结果通过调度员下达调度命令来执行，目的是提高当前系统的动态安全水平；紧急控制的决策结果用于更新稳定控制装置中的决策表，系统进入动态紧急时由稳定控制装置即时执行；校正控制决策直接由系统的动态响应驱动。

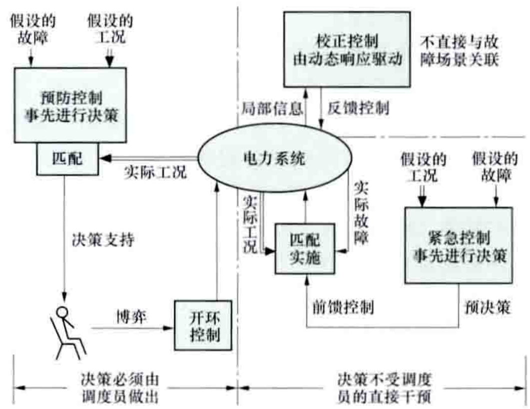


图2 各道防线不同的控制律

紧急控制的控制律是按决策表执行的。紧急控制决策表是由预决策做出的指导紧急控制系统动作的逻辑表格。

在实施具体控制措施之前，必须预先评估控制措施的控制效果。通常先按典型工况做出预决策，将结果录入控制器的决策表中。

电力系统在故障下的动态行为受实际的运行方式、故障场景、继电保护及自动装置动作情况等因素的影响，紧急控制的实时优化极其困难。实际的紧急控制工程主要采用基于离线计算或在线进行的大量稳定分析归纳出来的控制规律，并表达为决策表。决策表是由若干个分决策表组成，每一张分决策表对应电网的一种特定的运行方式，并按故障元件及故障类型划分为子项，每一子项内再按联络线输送功率分成若干挡，在每挡内填上经分析计算应采取的控制措施及控制量。当检测到故障时，装置根据故障前运行方式、实际的故障元件、故障类型及故障前断面的送电功率，快速与决策表匹配并取出预定的措施（见图3）。其优点是简单、直观、动作快速，但离线计算量太大，另外，离线计算的决策表很难和系统当时的运行情况完全匹配，因此，电网发生变化时决策表需要重新计算和整定，否则就难以适应。在线预决策方案需要根据实际运行方式自动计算并刷新决策表，为此需要快速的量化分析算法。

决策与实施方式 包括预防控制、紧急控制和校正控制

三方面。

预防控制　预防控制可以通过改变系统的运行状态，提高系统抗御失稳的能力，增大联络线传输能力。在预防控制阶段也提供预决策表。按照预决策时刻与实施方式有两种提供决策表的方案，即“离线按典型工况预决策，在线博弈实施”和“在线按实际工况预决策，在线博弈实施”方案。

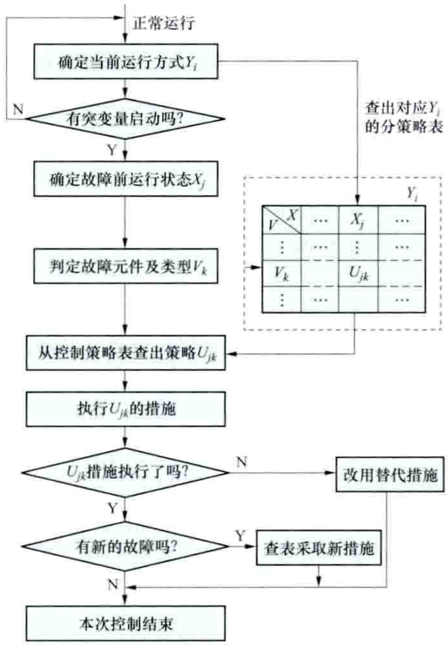


图 3　稳定控制的预决策表

(1) “离线按典型工况预决策，在线博弈实施”方案。这种传统的控制技术是事先在离线环境下，针对系统不同的典型拓扑和初始工况，对一组预定的事故逐个试探并按经验编制针对所有潜在故障的决策表。但由于典型工况的场景太多，无法全部穷尽，预决策时只能考虑少数典型工况，因此，实际工况与决策表之间的误差可能很大，甚至失配。为保证万无一失，决策表往往设置得非常保守，在线运行时由调度员参考实施。

(2) “在线按实际工况预决策，在线博弈实施”方案。在线环境下，根据实时运行工况与典型故障来预决策，在线生成决策表，优点是这样生成的决策表和系统的实际工况比较吻合。这种做法除了快速积分和并行处理技术外，还必须有稳定理论、量化算法、自动寻优和控制框架等方面的支撑。这种方案已在中国得到成功应用。

紧急控制　按预决策时刻与实施方式可将紧急控制分为“离线按典型工况预决策，实时匹配”方案、“实时决策，实时控制”方案和“在线按实际工况预决策，实时匹配”方案三类。

(1) “离线按典型工况预决策，实时匹配”方案。对于一组潜在的故障，离线预决策需要针对不同的典型拓扑和初始工况的组合逐个进行预决策。实时匹配时，由于当时的拓扑和运行工况可能和预决策时的不同，故匹配误差大，失配问题和控制精度问题更为突出。在需要考虑相继开断时，离线预决策所依据的典型工况不再有实际意义。

(2) “实时决策，实时控制”方案。在故障发生后根据短时段内的实测轨迹，预测未来轨迹的稳定性，并进行控制决策。由于只能通过对数学模型的仿真才能评估控制的效果，而不可能在实施控制之前获得控制后的实测轨迹，故该方案无法确定需要的控制量，也无法做到“不受模型、参数与故障信息等误差影响”，因此不能实用。

(3) “在线按实际工况预决策，实时匹配”方案。在线环境下，根据实时运行工况与典型故障来预决策，在线生成并更新决策表。由于预决策能很好地跟踪系统实际运行工况，这种方案的控制效果非常好，已在中国工程应用，图 4 是中国某省级电网的应用实例。在 5min 内对实时工况下的所有预想故障，逐个优化决策，并刷新决策表。其决策表不再需要按工况索引。检测到故障后仅需按实际故障来匹配。如果决策表的刷新周期只需要 10s，则方案就与理想的“实时决策，实时控制”方案非常接近。

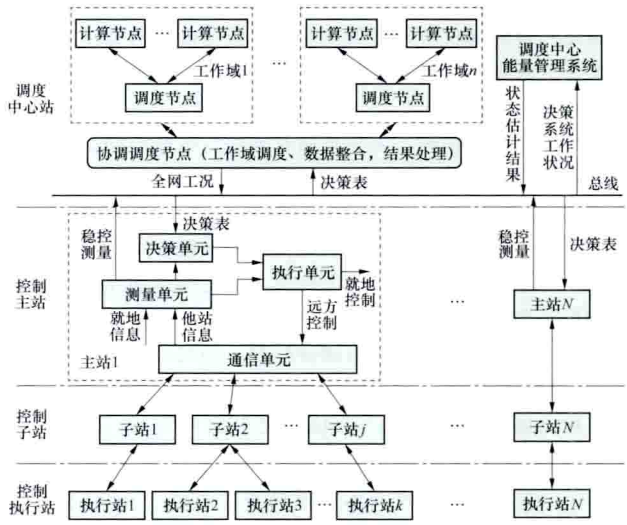


图 4　在线预决策方式的暂态稳定紧急控制系统

校正控制　校正控制由电力系统动态行为启动执行，没有实时匹配环节。校正控制装置整定值的优化方案有 2 类，即“离线按典型工况与故障集预决策，并离线设置定值”方案，及“在线按实际工况与故障预决策，在线更新定值”方案。

Dianli Xitong Anquan Wending Daoze

《电力系统安全稳定导则》　(*Guidelines for Power System Security and Stability*)　规定了保证中国电力系统安全稳定运行的基本要求、电力系统安全稳定标准以及系统安全稳定计算方法。

批准单位和时间　中国最早的《电力系统安全稳定导则》于 1981 年 10 月由水利水电部以（81）电生字第 109 号文颁发执行（SD131—84）。2001 年对其进行了修订，原国家经济贸易委员会于 2001 年 4 月 28 正式发布为行业标准，编号为 DL 755—2001。

适用范围　该导则主要适用于电压等级为 220kV 及以上的电力系统，220kV 以下的电力系统可参照执行。电网经营企业、电网调度机构、电力生产企业、电力供应企业、电力建设企业、电力规划和勘测设计、科研等单位在涉及电力系统安全稳定工作方面都必须遵守本导则。

主要内容　包括保证电力系统安全稳定运行的基本要求，电力系统的安全稳定标准，电力系统安全稳定计算分析和电力系统安全稳定工作的管理四个方面。

电力系统安全稳定运行的基本要求　为保证电力系统运

行的稳定性，要求维持电网频率、电压的正常水平，系统应有足够的静态稳定储备和有功、无功备用容量；备用容量应分配合理，并有必要的调节手段；在正常负荷波动和调整有功、无功潮流时，均不应发生自激振荡。合理的电网结构是电力系统安全稳定运行的基础。在正常运行方式下（含计划检修方式），系统中任一元件（发电机、线路、变压器、母线）发生单一故障时，不应导致主系统非同步运行，不应发生频率崩溃和电压崩溃（见电力系统频率崩溃和电力系统电压崩溃）。在事故后经调整的运行方式下，电力系统仍应有规定的静态稳定储备，并满足再次发生单一元件故障后的暂态稳定和其他元件不超过规定事故过负荷能力的要求。电力系统发生稳定破坏时，必须有预定的措施，以防止事故范围扩大，减少事故损失。

导则对电网结构、无功平衡及补偿、机网协调及厂网协调、防止电力系统崩溃、电力系统全停后的恢复等方面的技术要求进行了说明。

电力系统安全稳定标准　包括电力系统静态稳定储备标准、电力系统承受大扰动能力的安全稳定标准和几种特殊情况的稳定要求。

（1）电力系统静态稳定储备标准。①在正常运行方式下（含计划检修方式），对不同的电力系统，按功角判据计算的静态稳定储备系数（K_p%）应满足15%～20%，按无功电压判据计算的静态稳定储备系数（K_μ%）满足10%～15%。②在事故后运行方式和特殊运行方式下，K_p%不得低于10%，K_μ%不得低于8%。③水电厂送出线路或次要输电线路下列情况下允许只按静态稳定储备送电，但应有防止事故扩大的相应措施：如发生稳定破坏但不影响主系统的稳定运行时，允许只按正常静态稳定储备送电；在事故后运行方式下，允许只按事故后静态稳定储备送电。

（2）电力系统承受大扰动能力的安全稳定标准，具体分为三级。

第一级标准：保持稳定运行和电网的正常供电。针对常见的概率较高的单一故障，发生这种故障后要求电网能保持稳定和对负荷正常供电。

第二级标准：保持稳定运行，但允许损失部分负荷。针对概率较低且严重的单一和双重故障，发生这种故障后要求电网能保持稳定，但允许损失负荷。

第三级标准：当系统不能保持稳定运行时，必须防止系统崩溃并尽量减少负荷损失。针对极端严重的双重故障或多重故障，以及包括自然灾害在内的偶然事件，此时允许电网不能保持稳定，但必须从最不利条件考虑，采取预防措施，尽可能使失稳的影响局限于事先估计的可控范围内，防止由于连锁反应造成大面积停电事故。

（3）特殊情况下的稳定要求：①向特别重要受端系统送电的双回及以上线路中的任意两回线同时无故障或故障断开，导致两条线路退出运行，应采取措施保证电力系统稳定运行和对重要负荷的正常供电，其他线路不发生连锁跳闸；②在电力系统中出现高一级电压的初期（形成多回线或环网之前），线路单相瞬时接地故障重合成功，必须保持电力系统稳定运行；③发生线路（变压器）单相永久故障，允许采取切机措施；④发生其他第一级安全稳定标准规定的故障扰动，允许采取切机、切负荷或解列等措施，保证电力系统的稳定运行。

电力系统安全稳定计算分析　任务是确定电力系统的静态稳定、暂态稳定和动态稳定水平，分析和研究提高安全稳定的措施，确定电力系统的静态稳定、暂态稳定和动态稳定水平及事故后的恢复策略。进行计算分析时，要求针对具体校验对象（线路、母线等），选择正常运行方式、事故后运行方式和特殊运行方式三种中对安全稳定最不利的情况进行安全稳定校验。

电力系统安全稳定计算分析的类型包括电力系统的静态稳定、暂态稳定、动态稳定、电压稳定以及电力系统再同步。

（1）电力系统静态稳定计算分析。应用$N-1$原则，逐个无故障断开线路、变压器等元件，检查其他元件是否因此过负荷和电网低电压，用以检验电网结构强度和运行方式是否满足安全运行要求。

（2）电力系统暂态稳定计算分析。在规定运行方式和故障形态下，对系统暂态稳定性进行校验，并对继电保护和安全自动装置以及各种措施提出相应的要求。

（3）电力系统动态稳定计算分析。对电力系统受到小的或大的干扰后，在自动调节和控制装置的作用下，保持长过程的运行稳定性的能力进行分析。

（4）电力系统电压稳定计算分析。对电力系统受到小的或大的扰动后，系统电压能够保持或恢复到允许的范围内，不发生电压崩溃的能力进行分析。

（5）电力系统再同步计算分析。分析运行中稳定破坏后或线路采用非同步重合闸时系统变化发展趋向，并找出适当措施，使失去同步的两部分电网经过短时间的异步运行，能较快再拉入同步运行。

电力系统安全稳定工作管理　管理必须全环节联动实施，在规划、设计、建设、调度运行各个环节中都需要充分考虑并深入分析，组织落实有关电力系统安全稳定的具体措施和相关设备参数试验，定期核定设备过负荷的能力，认真分析与电力系统安全稳定运行有关的事故，及时总结经验，吸取教训，提出并组织落实反事故措施。电力系统应配备连续的动态安全稳定监视与故障录波装置。电力生产企业、供电企业应向电网调度机构、规划设计和科研单位提供有关安全稳定分析所必需的技术资料和参数，并按电力系统安全稳定运行的要求配备保护与自动控制装置，落实安全稳定措施。对影响电力系统稳定运行的参数定值设置必须经电网调度机构的审核。

参考书目

谭永才．电力系统规划设计技术．北京：中国电力出版社，2012.

dianli xitong anquan wending kongzhi

电力系统安全稳定控制　(security and stability control of electric power system)　以保持电力系统在扰动后维持同步运行和连续供电为主要目的，同时考虑电能质量和经济代价的控制技术。借此提高电力系统承受各种潜在故障的能力，防止事故扩大并尽快恢复正常供电。

安全稳定控制在数学上对应数学规划问题，其要素包括电力系统方程，反映经济性的目标函数和安全稳定性的约束

条件。由于需要在庞大的决策空间中搜索风险代价最小的控制策略，使目标函数最优，因此计算量极大。为了提高安全稳定控制的自适应能力，必须不断跟踪电网拓扑和工况的变化，及时更新决策。此外，还必须保证信息的可靠性和通信的实时性以及信息的安全性。

主要内容 包括充裕控制、在故障发生前的预防控制，在故障发生后的紧急控制，在状态违限后的校正控制，在停电后的恢复控制。

充裕控制 (adequacy control) 为保持电力系统有功和无功功率平衡而施加的稳态控制，例如有功功率与频率自动控制和无功功率与电压自动控制。

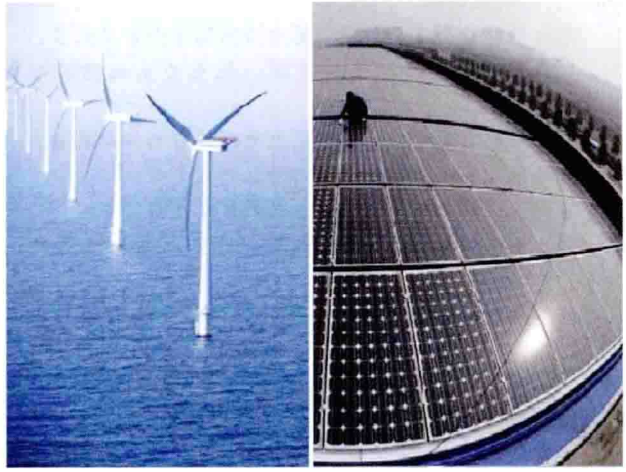
预防控制 (preventive control) 对处于正常运行状态的电力系统，将系统由动态不安全状态返回到动态安全状态所施加的控制。预防控制通常需要通过调度员（见电力系统调度员）下达调度命令来实施。对处于动态不安全状态的电力系统，如果要保证系统在故障后不失去稳定，可以采用预防控制。预防控制改变了系统的初始运行状态，降低了系统正常运行时的经济性，在发电充裕度不够的场合较难实施。此外，预防控制在改善某些故障的稳定性的同时，也会降低另一些故障的稳定性，故决策中往往会存在冲突。

紧急控制 (emergency control) 针对刚刚发生，且会使系统失去稳定的特定故障的控制。紧急控制的目的是故障后系统不失去稳定。紧急控制不需要顾及尚未发生的其他故障，故不存在控制措施冲突问题。为了尽快实施足量的紧急措施，只能采用全自动控制方式。又由于系统失稳是一个动态的发展过程，实时计算控制策略然后进行控制几乎不可能。通常的做法是针对具体工况和特定故障预先算出紧急控制决策表，故障发生时查找决策表实施紧急控制。紧急控制允许故障前的系统运行在动态安全稳定域之外，即允许系统运行在动态不安全状态，故可提高可用输电容量。在设计电力系统安全防御系统时，是采用预防控制还是将动态不安全问题留给紧急控制处理，两者之间需要协调。

校正控制 (corrective control) 在检测到系统失步、系统频率或母线电压的动态行为越过安全规程的规定后实施的分层分散控制措施。校正控制由状态变量响应曲线的特征违限驱动。由于校正控制的实施时刻迟于紧急控制，可以采用多轮次切负荷等剧烈的离散控制措施。校正控制需要事先根据系统动态响应灵敏度来设置各轮次的动作门槛及控制量，在系统状态动态变化过程中通过逻辑判断来启动。

恢复控制 (restorative control) 在系统解列或停电后，尽快恢复供电，恢复系统完整性，最终使系统重新恢复到正常运行状态的控制。恢复控制包括黑起动，使停电设备重新联网，起动备用设备及充裕控制等。其目标是最大限度地减小停电损失，降低恢复过程中系统失稳风险。恢复控制是现代电网应对极端灾害的重要环节。

黑起动 (black-start) 在停电区域内通过机组的自起动来恢复局部供电，以带动其他停运机组起动，不断扩大恢复供电范围的过程。它是恢复控制中的重要环节，在没有未停电电源或利用未停电源不可行的情况下特别需要黑起动。黑起动包括在线动态划分停电区域、增加并行恢复的规模、电源自动快速起动和并列、动态优化恢复供电方案、在线的风险管理等。电网黑起动的关键点是起动电源点的选择，通常选择水电机组、燃油机组、风电机组、太阳能发电机组等作为黑起动电源点，如图所示。



黑起动电源点

技术要求 ①选择性，有选择地隔离故障设备，避免不必要的停电。②快速性，以提高控制效果。③可靠性，既不误动也不拒动。④控制精度高。⑤对电力系统运行方式与故障场景的适应性。⑥控制代价低。

技术措施 包括在电力送端、电力受端和输电系统三处实施的稳定控制措施。

(1) 送端的稳定控制措施：①最常用且最有效的措施是切除发电机组。②快控汽门。③动态电阻制动。④强行励磁及快速励磁。⑤调整电力系统稳定器。⑥调整超导储能装置（尚在研究阶段）。

(2) 受端的稳定控制措施：①集中切除部分负荷。②自动低频减负荷或自动低压减负荷。③装设静止无功补偿器或同步调相机。

(3) 输电系统的稳定控制措施：①自动重合闸。②直流输电功率的紧急调控。③串联及并联电容器的强行补偿；④联络线及电磁环网的解列。

安全稳定控制装置（或系统） 安全稳定控制采用的专用装置（或系统），在中国又称为安全自动装置。可分为就地型（又称分散型）与区域型两类。①就地型装置仅处理本厂站及其出线的故障，可就地切除对象，故只需检测就地设备的状态，且装置间无信息交换。②区域型控制系统一般在枢纽厂站设一个主站，并在区域内设若干个子站，经通道互相交换数据及传递控制命令，以解决一个区域电网内的安全稳定控制问题。子站向主站发送本站数据，主站负责汇总运行方式信息；主站将汇总的运行方式信息及控制命令发给有关子站，子站将其作为本站决策的依据；直接采取控制措施或要求其他远方子站执行。终端站则在当地判别后执行。常见的稳定控制装置有自适应型稳定控制装置、电力系统安全自动装置、电力系统安全稳定控制装置、电力系统自动解列装置、自动低频减负荷装置、自动低压减负荷装置和电力系统同步相量测量装置。

自适应型稳定控制装置 可实时跟随系统运行工况的变化来改变控制决策表的稳定控制装置。根据系统当时的运行工况和预先选定的故障，在线计算并修正控制决策表，改变

装置的动作时间及控制对象，从而使控制适应于系统的实际状态。该控制装置通常使用同步相量测量装置等给出的（准）实时信息启动。

电力系统安全自动装置　见电力系统安全自动装置。

电力系统安全稳定控制装置　见电力系统稳定控制装置。

电力系统自动解列装置　见电力系统自动解列装置。

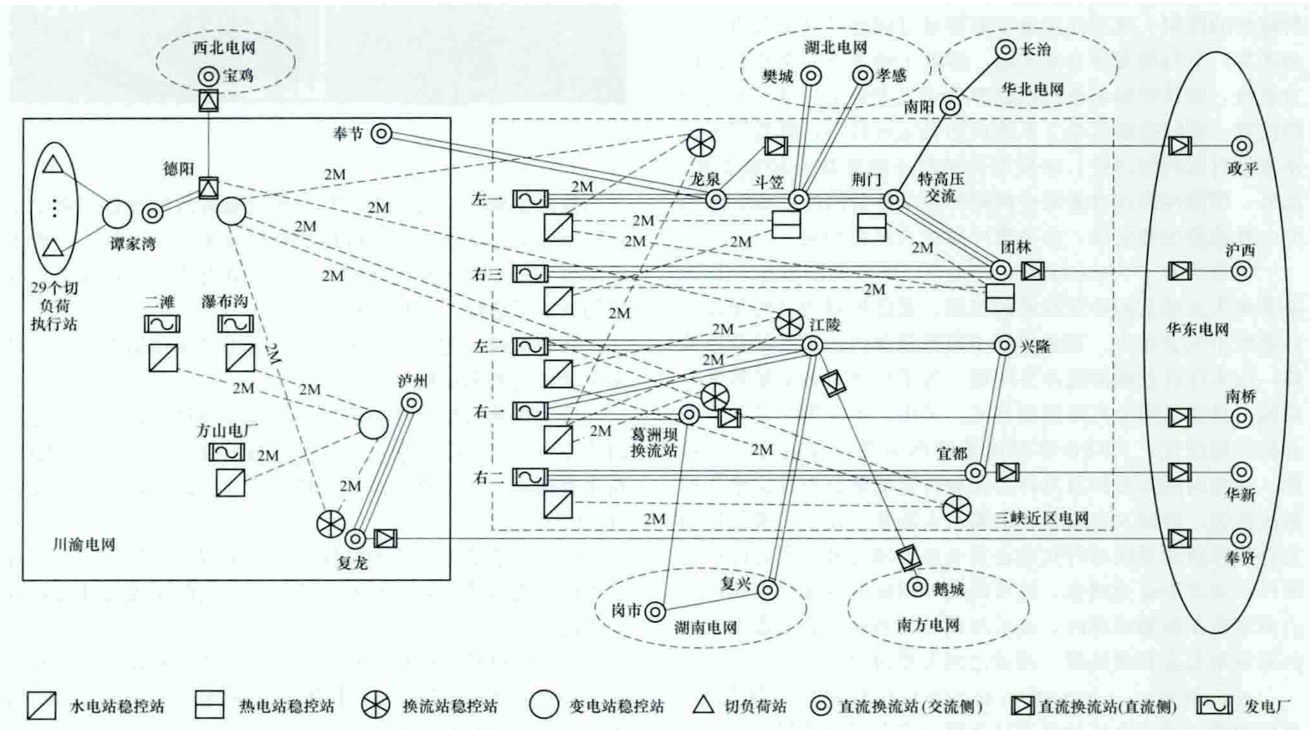
自动低频减负荷装置　见自动低频减负荷。

自动低压减负荷装置　见自动低压减负荷。

电力系统同步相量测量装置　见变电站测量与控制技术。

区域型稳定控制系统的决策方式　可分为分散与集中两类。分散决策方式将控制决策表分散配置在各站的装置内，由各站自己判断处理其附近的故障，主站除自己的决策外还负责站间的协调。集中决策方式的决策表只配置在主站的装置内，故障由主站集中判断后，向有关子站发布控制命令。

俄罗斯、日本、加拿大等国在区域稳定控制方面都有成功的系统和应用经验。四川二滩水电站送出工程的稳定控制系统是中国首个区域型稳定控制系统。图中所示是三峡电网稳定控制系统的配置图，图中显示了在水电站、火电站、换流站、变电站设置的稳控站，还显示了切负荷站的设置情况。中国约有150套区域型稳定控制系统正在运行，对于保障电网的安全稳定运行发挥了重要作用。



三峡电网稳定控制系统总体配置

发展方向　电力系统安全稳定控制问题复杂，既要满足全局性要求，又要满足快速性和对复杂电网的适应性要求，技术实现难度极大，仍处于不断发展的过程中，在理论层面和技术层面方面都需要做进一步的研究。①解决理论问题。包括：大型互联电网复杂动态行为，如低频振荡、次同步振荡、暂态电压跌落等的机理；在偶然故障演化为大停电的过程中，主导模式随着参数变化的机理；各道防线的机理和考虑风险的自适应优化和系统级协调；时空协调的理论和算法；电力系统稳定性与电力市场稳定性的相互影响。②解决新技术应用问题。探索利用同步相量测量装置（phasor measurement unit，PMU）广域动态信息的数据挖掘技术；研究将同步相量测量装置实际动态响应曲线与数学模型相结合的稳定控制；建立试验验证系统。

参考书目

Prabha Kundur. 电力系统稳定与控制. 本书翻译组，译. 北京：中国电力出版社，2002.

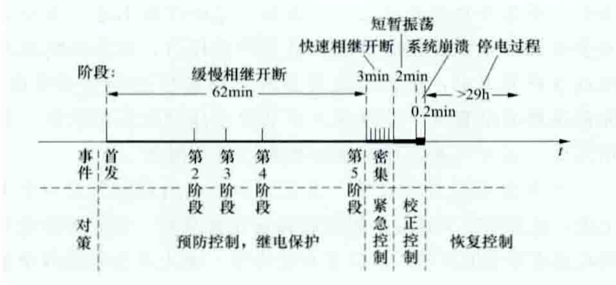
dianli xitong anquan wending zonghe kongzhi

电力系统安全稳定综合控制

(comprehensive control for power system security and stability)　基于运行风险评估，综合预防控制、继电保护、紧急控制、校正控制和恢复控制的时空协调的电力系统安全稳定自适应优化控制。它将运行中的电力系统在时空上看作一个整体，在不同的阶段采用相适应的控制措施，以达到电力系统运行安全性的整体最优。

大停电的5个阶段　由偶然故障引发相继开断，演化为停电灾难的过程，可分为缓慢的相继开断、快速的相继开断、短暂的振荡、雪崩和漫长的恢复五个阶段。图中给出2003年“8·14”美加大面积停电事件的案例。

图中，在缓慢相继开断的第一阶段，需要按风险意识调整运行工况来降低后继开断风险。在快速相继开断的第二阶段，需要自适应的紧急控制技术来制止稳定性的破坏。在短暂振荡的第三阶段和系统崩溃的第四阶段，需要有序地解



2003 年 “8·14” 美加大面积停电事件的五阶段

列、切负荷等校正措施来平息振荡，以终止大量线路的无序开断。在停电的第五阶段，需要自适应的黑起动和自痊愈的恢复控制。不同阶段需要采取的措施也不同。

综合控制措施　由于功角、电压和频率是互相耦合的物理量，因此需要在统一的框架中综合分析功角稳定性、电压稳定性和频率稳定性。而且电力系统安全防御三道防线需要协调配合，实现综合控制。除了继电保护和恢复控制，综合控制措施主要包括预防控制、紧急控制和校正控制。

预防控制是在扰动发生前实施的控制，因此必须同时顾及所有故障。但由于不同的失稳模式对预防控制的要求不同，有时还会有冲突，而且预防控制需要改变当前系统的运行状态，因此预防控制是需要付出一定代价的。对于大概率高风险故障，支付预防控制的累计代价可能较划算。

紧急控制是故障已经发生时的控制，可以按照具体故障选择控制措施，不存在冲突问题。因此，通常的做法是，先通过预防控制将系统的运行点移动到一个全局较优的目标运行点，不要求当前系统是动态安全的。当发生故障时，再按故障执行对应的紧急控制。因此，紧急控制与预防控制的协调就成为目标运行点的选择问题，极端情况可以是不做预防控制，所有风险都留给紧急控制。

校正控制是系统已经出现越界时的控制，其执行时机晚，故控制效果较差，但却是处理小概率大风险事件的重要手段，属于最后一道防线。提高紧急控制的精度，可以减小校正控制的控制强度。

综合控制的实际应用　综合控制的三大要素是广域的静态和动态测量、安全稳定性的量化分析、时空多道防线的优化协调。因此，需要融合广域测量系统，广域预警系统，广域控制系统与 SCADA/EMS（supervisory control and data acquisition/energy management system）的功能，有机地集成同步相量测量装置、测控装置、故障录波器、继电保护故障信息管理系统等不同的数据采集渠道提供的广域信息，辅以数字仿真，将 SCADA 及 EMS 的功能扩展到动态范畴，实现大电网广域监测、动态分析、保护和控制的整体框架。“在线预决策，实时匹配”的框架和快速的定量算法是自适应优化控制和协调控制的必要基础。

广域监测分析与控制系统（wide area monitoring analysis protection-control，WARMAP）就是这样的一个综合防御控制系统。它采用了中国提出的在线稳定量化分析技术及决策优化技术，基于风险概念成功实现了预防控制、继电保护、紧急控制、校正控制和恢复控制的自适应优化及协调。已在中国数个省级以上电网调度控制中心应用。

dianli xitong anquan zidong zhuangzhi

电力系统安全自动装置

（power system security protection system；special protection system）　防止电力系统失去稳定性、事故扩大、电网崩溃，恢复电力系统正常运行的各种自动装置总称。如失步解列装置、低频减负荷装置、低压减负荷装置、过频切机装置、备用电源自投装置、自动重合闸、水电厂低频自启动装置等。

电力系统的运行稳定性包括三种形态，即功角稳定、频率稳定和电压稳定（见电力系统稳定）。保持功角稳定的必要条件是，在正常运行和在发生大干扰（例如因发生短路故障而失去了一回输电线路）后的条件下，电力系统中任一输电回路的传输能力都大于所传输的功率，同时保证所有发电机组都具有衰减转速变化的能力；保持频率稳定的必要条件是电力系统中各发电机组可以提供的综合有功功率出力总是大于全系统的综合有功功率负荷需求；保持电压稳定的必要条件则是在电力系统中任一负荷枢纽点或负荷集中区域可以提供的无功功率补偿能力，总是大于该地区负荷的无功功率需求。

电力系统失去同步运行稳定的后果，是发生电流、功率及电压的强烈摆动，不但系统供电不能继续，且极易扩大为大面积停电事故；失去运行频率稳定的后果是产生频率崩溃，使整个系统全停电；失去电压稳定的后果是产生电压崩溃，使受影响的地区停电。电力系统安全自动装置就是针对这些问题而设置并安排其动作的。

电力系统安全自动装置的结构形式有两种：①就地方式，即收集装置安装处的有关信息进行处理与判断，就地或者通过信息通道向另一地发出执行命令；②集中方式，即除本地信息外，还通过信息通道同时收集系统中其他点的有关信息，进行综合处理与判断，就地或者通过信息通道向其他点发出执行命令。

电力系统安全自动装置和技术主要有输电线路自动重合闸装置、发电机自动解列（切机）装置、火电机组快关汽门、切集中负荷、投入制动电阻、发电机快速励磁装置、电力系统自动解列装置、自动低频减负荷装置和自动低压减负荷装置等。

输电线路自动重合闸装置　运行中输电线路突然断开，降低了对电源功率的传输能力，往往直接危及电力系统的安全稳定运行。而在电力系统中，输电线路故障最为频发，但这种故障又大多是瞬时性的。因而对输电线路实现故障后的自动重合闸，对于快速恢复系统的完整性，特别是增强可能接踵而来的其他输电线路故障（例如在强烈的大面积雷电活动及飓风等情况）后的电力网强度，保持系统的安全稳定运行有重要作用。

发电机自动解列装置　当运行中的输电线路因故障或其他原因突然断开，使输电回路的传输能力低于当时系统要求传输的电源功率，从而将导致系统同步运行稳定破坏时，需要及时减少相应电源发出的有功功率，降低传输回路的负载到可以适应的稳定输电水平。快速减少电源出力的最常用措施，是及时切除运行中水电厂的部分机组。这是因为水轮发电机组的切机操作比较简单、安全，再并入系统恢复送电也

可以较为迅速。在实践中，为了补偿输电能力不足（例如因各种原因推迟了输电线路建设）和充分利用廉价动力，有的电力系统也采用了火电机组（包括核电机组）切机的做法，基本要求是，被切机组能在满负荷情况下解列而只带厂用电，并能快速恢复带到满负荷。为了充分发挥切机的系统稳定效益，一般是当输电线路跳闸同时联锁切除预定机组。

火电机组快关汽门　可以代替切机的另一种快速降低火电厂输出功率的办法，即快速关闭再热式机组中压阀门，降低汽轮机的输入机械功率。有两种快关汽门的方式，即短暂快关与持续快关。短暂快关只是短时间地将中压阀门快关，将机组出力降到额定值的30%～35%，然后在数秒内再重新全开启，恢复到原来状态；持续快关则是在中压阀门快关的同时，将主调节汽门也快速地部分关闭并保持，使发电机的输出功率在快关后只恢复到原来输出值的一部分，例如降到额定值的60%。短暂快关用于保持系统暂态过程中的同步运行稳定；而持续快关还可以取得部分切机的系统稳定效益。实现火电机组快关汽门需要具备的条件包括：①中压阀门在收到命令后能够快速关闭。②保证中压阀门在全关后能可靠地再开启，并设置中压阀门不能再全开的特殊保护回路及设施，防止再热蒸气管道因不能通过汽流而发生高温损坏。③采用持续快关时，对锅炉燃烧进行协调控制。

切集中负荷　在异常情况下切除系统中的一个大容量集中负荷，可以：①提高该枢纽点的运行电压，以中止该地区的电压滑坡，避免发展为电压崩溃。②提高系统的运行频率，并在多个点实施，避免发展为系统频率崩溃。③提高受端系统电压或减少关键输电回路的传输功率，使系统保持大扰动后的暂态稳定。在实际的电力系统中，为实现上述目的的切集中负荷都有应用。但此种做法直接影响用户，一般只作为保护系统的最后手段。在一些系统中，为了发挥切负荷的系统效益，通过与用户订立合同的方式，把某些可以短时断电的大容量负荷，如电解铝工业等，安排为系统的可切负荷，以备不时之需。

投入制动电阻　当发电厂高压配出线短路，引起发电机转速升高而有可能对系统失去同步运行稳定时，在发电机近端投入一相当容量的电阻负荷，以抑制发电机组转速升高。这就是投入制动电阻的作用。这种措施，多用于水电厂。为了发挥制动电阻的积极作用，要求有相适应的控制回路，做到及早投入而按系统状态需要及时退出，否则将有害于系统稳定。

发电机快速励磁装置　采用晶闸管控制的由机端供电励磁的方式，可以做到基本无时限地随机端电压变化而调整发电机的励磁电压数值，迅速恢复机端电压，从而有利于机组对系统的静态及暂态稳定。但快速励磁将带来负阻尼效应，引起系统动态失稳，而必须在励磁控制调节回路中增设正比于发电机组转速的附加反馈环节予以纠正。

电力系统自动解列装置　最为常用的是振荡解列装置。当电力系统失去同步运行稳定而出现振荡时，可以利用振荡解列装置在系统中的适当地点（例如两个系统间的联络线，地区系统与主系统间的联络线）将系统一分为二，以中止振荡。实现解列的地点应选在：①预期解列后的两侧系统，各自可以同步运行。②解列后的两侧系统的有功及无功功率供需可以基本平衡。不满足以上两个条件的无计划解列，常常是扩大系统事故的原因之一。因而，这种措施不适于具有多频率性质的主系统振荡情况。基于同样理由，在高压线路的继电保护装置中，防止系统振荡时的误动作往往是必要的。除振荡解列装置外，在某些与主系统连接的地区系统中，根据需要，还可以配置低频率和低电压解列装置。

自动低频减负荷装置　当运行中的电力系统失去一个大电源，而系统中又没有足够的旋转备用容量时，需要及时地切除相适应容量的负荷，以恢复系统频率，制止发生系统频率崩溃。这种自动装置需在系统中分散地分级设置，并按负荷的重要性顺序，依所在点系统频率下降的绝对值或频率下降率而动作，依次切除相适应容量的负荷，方能适应不同系统情况下发生有功功率缺额的要求。这是任何电力系统都必须装设的一种最基本的安全自动装置。但对于有功功率缺额过大，例如缺额达50%以上的情况，则需要采取及时集中切负荷的特殊手段。

自动低压减负荷装置　当负荷集中区域缺少无功功率时，地区电压将随负荷的增长而不断下滑，为了防止发生电压崩溃事故，当电压下降到一定水平时，需要及时地切除部分负荷，以恢复地区电压。这种减负荷装置，只在可能出现上述危险的地区中装设。当系统出现较大无功功率缺额，而供电变压器又配置了自动调压以维持负荷侧的高电压水平时，主输电网电压将普遍降低，有可能形成全系统的电压崩溃事故，此时需依靠预定的调度操作规程处理。

参考书目

Prabha Kundur. 电力系统稳定与控制. 本书翻译组，译. 北京：中国电力出版社，2002.

许正亚. 电力系统安全自动装置. 北京：中国水利水电出版社，2006.

dianli xitong beiyong rongliang

电力系统备用容量

（reserve capacity of electric power system）　为了保证电力系统在设备检修、事故、调频等情况下仍能安全、可靠、连续地发供电而预留的部分可调发电设备容量。电力系统备用容量的大小，既与电力系统总容量大小有关，也与各国所采取的行政手段和经济手段有关。系统备用容量不足，将直接导致供电可靠性下降；备用容量设置过大，将使电源建设的投资费用增加，并影响电力系统运行的经济性。因此，应从可靠性与经济性两个方面进行分析和论证，来合理确定各种备用容量。1932年，苏联人费尔曼首次提出用概率方法决定合理的备用容量。中国《电网调度管理条例实施办法》规定电网的总备用容量不宜低于系统最大发电负荷的20%。

系统备用容量按设置备用容量的用途（或任务）可分为负荷备用、检修备用和事故备用；按其存在的形式可分为热备用和冷备用。

负荷备用　应对电力系统瞬间的负荷波动以稳定系统的频率，以及担负短期内计划外的负荷增加而设的备用容量。负荷备用容量的大小，应根据电力系统容量的大小以及系统内电力用户的性质和组成情况来确定。在系统规划设计中，负荷备用率一般取系统最大负荷的2%～5%。大电力系统采用较小的备用率，小电力系统采用较大的备用率，同时还要考虑系统内有无冲击性负荷及其大小。

负荷备用处于旋转备用状态，一般由水电站或火电厂承

担。担任负荷备用的电厂称为调频电厂。在调频电厂中，必须留有一定的旋转备用容量（见旋转备用）作为负荷备用容量，根据电力系统频率的变化，自动调整发电出力。在不同的季节和一昼夜中不同的时间段，可由不同的发电厂来承担负荷备用。由于水电厂的水轮机组能较好地适应负荷的变化，能量损失小，而且水轮机的最大效率是在机组额定容量的70%～90%，范围广，因此一般都由水电厂来担负负荷备用。在丰水期还可以用这部分容量来发电，以节约燃料。若由火电厂来担任频率调整和负荷备用时，则要有热备用机组。

检修备用　为电力系统设备定期计划检修而设置的发电容量。电厂设备的检修主要有大修、小修及事故修理三种，其中事故修理由事故备用容量来安排，检修备用只考虑大修和小修。

检修备用容量的确定，主要取决于每台机组检修所需要的时间和两次检修之间的时间间隔。确定机组检修的时间和时间间隔，主要考虑机组的工作年限、检修质量及备用备件供应情况等。一般发电机组检修按照A、B、C、D四个等级综合排列考虑，各等级检修时间、组合排列方式和时间间隔按照发电设备类型和机组容量大小，以及设备运行年限等综合选取。一般对机组的检修，首先应考虑利用年负荷的季节低落时所空闲出来的容量进行机组检修。只有当季节性低落所空闲出来的容量不足以保证全部机组周期性检修时，才需要设置检修备用容量。对水电比重较大的电力系统，为减少检修备用容量，一般在枯水期安排水电机组检修，在丰水期安排火电机组检修。检修备用容量的确定应在年负荷曲线（见电力系统负荷曲线）上进行，一般为系统最大负荷的8%～15%。

事故备用　用于替代发生事故的机组出力，保证电力系统发电机组事故时仍能按规定的可靠性标准供应电力而设置的设备容量。事故备用容量通常要求在规定时间内（例如10min内）可供调用，其中至少有一部分（例如50%）是在系统频率下降时能自动投入工作的备用容量。事故备用容量的确定与系统总容量的大小、最大机组容量的大小、发电机组的台数、各类发电设备容量的构成比、网架的联系紧密程度等因素有关，一般为10%左右，且不小于系统内最大机组的容量。系统事故备用容量应在各种电源间进行合理分配，一般可按各电源工作容量的比例进行，调节性能良好、靠近负荷中心的火电厂，可担任较大的事故备用容量。在进行事故备用容量的分配时还要考虑以下情况：

（1）一般水电厂担任事故备用容量时，需要有相应的事故备用库容。

（2）火电厂担任事故备用容量时，应将其大部分设置在运转机组上，以提高系统供电的可靠性。也就是火电厂要设有部分热备用，以利于系统的经济运行和事故时频率的稳定。因火电厂机组经济出力在80%～90%之间，其欠载部分可在系统发生事故时投入而满载运行。

热备用和冷备用　见旋转备用和后备备用。

dianli xitong bingxing jisuan fangfa

电力系统并行计算方法　（power system parallel computing method）　基于同一计算目的，使用多个计算机处理器同时进行电力系统计算，以加快计算速度的方法。电力系统并行计算可分为任务并行和数据并行两类。前者涉及任务的划分和计算协调，是并行算法研究的重点；后者采用相同程序处理不同数据，一般较为简单。电力系统通常使用的同一算例分网并行算法属于任务并行一类，不同算例并行计算属于数据并行一类。

电力系统并行算法根据任务特征可分为并行处理分割后电网的分网空间并行算法、并行处理仿真积分步长计算的时间并行算法等。电力系统并行算法可用于机电暂态过程仿真（见暂态稳定计算）、电磁暂态过程仿真、潮流计算、优化潮流计算、小干扰稳定计算（见静态稳定计算）等各类电力系统分析计算。电力系统分析计算涉及大量线性方程组求解，因此线性方程组并行算法是电力系统并行计算的基础方法。

线性方程组并行算法　常用的线性方程组并行求解方法包括对角块加边（bordered blocked diagonal form，BBDF）法、端口逆矩阵法、矢量并行法等。

对角块加边法　一种利用矩阵特殊结构实现并行三角分解和前代回代求解的算法。将需要并行计算的各个子网的节点排列在一起，边界点置于其他节点之后，网络方程系数阵**A**为对角块加边形式，如图1所示。其中，对角块$\boldsymbol{A}_i$与子网内部节点对应，边界公共块$\boldsymbol{A}_c$与边界点对应，边界块$\boldsymbol{A}_{ci}$为子网内部节点与边界点的联系部分。线性方程组对角加边并行算法包括三角分解和前代回代求解两个计算过程。

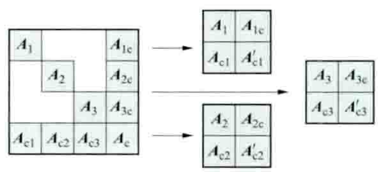


图1　对角块加边形式（BBDF）的分割

在三角分解的过程中对角块和边界块的计算完全独立，依赖关系仅存于边界块和相应的边界公共块。子网完成除边界子块外的三角分解后，通过全局通信将与边界块相关的中间计算结果进行汇总和分配，然后继续完成边界子块的三角分解，如图2所示。

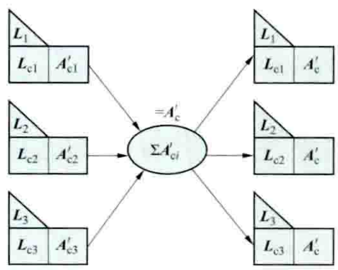


图2　并行三角分解

在前代过程中，对角块间不存在数据之间的依赖关系，其运算可以并行处理。在求解边界公共块之前需要一次全局通信，将与边界点相关的中间计算结果进行汇总和分配，之后前代和回代可继续并行处理，如图3所示。

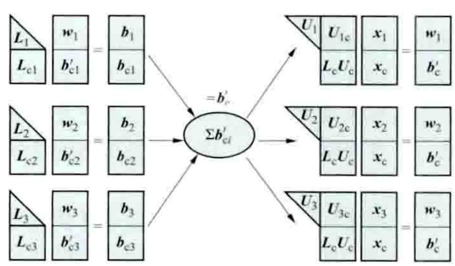


图3　并行前代和回代计算

BBDF的通信量与边界点数目相关，如果边界点的数目较少，即使求解大型线性方程组，进

程间的通信仍然比较少，并行计算效率较高。

端口逆矩阵法　一种允许边界点排列于任意位置的通用线性方程组并行求解算法，包括并行三角分解和前代回代求解两个计算过程。

并行三角分解计算过程包括：①各子网独立完成其系数矩阵的三角分解。②各子网计算端口逆矩阵。设子网 i 的边界点集合为 T_i，子网矩阵为 $\boldsymbol{A}_i$，子网边界点对应的端口阵为 $\boldsymbol{A}_{\mathrm{TT}i}$，子网端口逆矩阵 $\boldsymbol{Y}_{\mathrm{TT}i}=[(\boldsymbol{A}_i^{-1})_{\mathrm{TT}i}]^{-1}$。可通过应用稀疏矢量法避免直接的矩阵求逆计算。③ 通过通信汇总子网端口逆矩阵至主控进程，计算 $\boldsymbol{Y}_{\mathrm{TT}}=\sum_i \boldsymbol{Y}_{\mathrm{TT}i}$，对汇总后的端口逆矩阵进行三角分解。

前代回代求解计算过程包括：①各子网利用其三角分解结果独立完成前代回代求解，得到初步解 $\boldsymbol{X}'_i$。②计算子网端口等值右端项 $\boldsymbol{B}'_{\mathrm{T}i}=\boldsymbol{Y}_{\mathrm{TT}i}\boldsymbol{X}'_{\mathrm{T}i}$。③通过通信汇总子网等值右端项至主控进程，计算 $\boldsymbol{B}'_{\mathrm{T}}=\sum_i \boldsymbol{B}'_{\mathrm{T}i}$，通过前代回代求解边界解 $\boldsymbol{X}_{\mathrm{T}}$。④通过通信将边界解发回各子网，各子网计算考虑其他子网影响后的等值右端项 $\boldsymbol{B}''_i=\boldsymbol{B}_i+(\boldsymbol{X}_{\mathrm{T}i}-\boldsymbol{X}'_{\mathrm{T}i})\boldsymbol{Y}_{\mathrm{TT}i}$，再次进行独立前代回代求解，得到真实解。

端口逆矩阵法不影响电网原有的节点编号，保持了原有线性方程组三角分解和前代回代求解过程的完整性。该并行算法对串行算法改动小，并行工作量增加不大，通信时间短，并行效率较高。

矢量并行法　通过并行化求解过程中矢量和矩阵计算实现线性方程组并行计算的方法。线性方程组求解过程中，涉及很多矢量和矩阵运算，可以分解为子矢量、子矩阵或元素的并行计算。该方法单个计算任务的计算量较小，计算过程中任务间的数据通信较多，一般应用于通信速度较快的共享内存并行计算机。

分网空间并行算法　将电力网络分割为多个子网并行处理的计算方法。网络分割是电力系统分网空间并行计算的前提，子网之间联络部分的处理是分网空间并行算法的关键。

网络分割可按节点撕裂或按支路切割，或将两者混合使用，如图 4 所示。网络分割均匀度影响并行计算中同步通信的等待时间，子网间联络元件数量决定并行计算通信量和联络部分的计算量，是影响并行计算性能的重要因素。网络分割越均匀、联络元件数目越小，分网并行计算效率越高。网络分割方法分为静态分割和动态分割两类。静态分割方法在并行计算之前进行，不参与并行计算过程，一般以子网规模均衡和子网间联络元件少为目标来搜索最优分割方案。动态分割方法在并行计算中进行，并可动态调整，以平衡各子网的计算量，较静态分割增加了并行计算的复杂性和通信量，实际中应用较少。

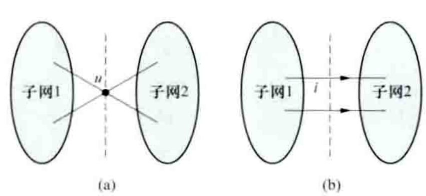


图 4　节点撕裂法和支路切割法示意图
(a) 节点撕裂法；(b) 支路切割法

子网之间联络部分的处理涉及联络模型的建立和计算信息在子网间的传递，计算方法随联络模型的变化而不同，包括联立求解、分解协调求解等。联立求解算法需引入主控模块，接收各子网发来的接口等值计算信息，联立求解后发回各个子网；分解协调算法将联络部分的计算分解到各个子网，通过交换计算信息进行协调。在联立求解联络部分时，子网求解无法进行，牺牲了并行性能，但计算精度较高；分解协调算法的并行性能较高，但收敛性或计算精度一般不如联立求解算法。

时间并行算法　并行处理多个仿真积分步长的计算方法，可应用于以微分代数方程组时域仿真为主的电力系统分析应用。在仿真时间上并行求解，需要在若干个连续步长的积分窗中展开微分代数方程组，一般采用牛顿法进行迭代并行求解。常用方法包括高斯-雅可比（Gauss-Jacobian，G-J）和高斯-赛德尔（Gauss-Seidel，G-S）迭代方法，两者在状态变量的更新方法上有所不同。在仿真时间并行计算过程中，并行任务间需频繁交换状态量，通信量较大，对并行计算机通信性能要求较高。

应用　电力系统并行算法首先在计算量大、耗时长、在线或实时计算需求强烈的机电暂态和电磁暂态过程计算中得到应用，并逐步应用于静态安全分析、最优潮流、小干扰稳定分析等分析计算。

机电暂态并行算法　根据计算需求，可以采用分网空间并行或时间并行算法实现机电暂态并行计算。实时仿真计算对时序要求严格，只能应用分网空间并行算法实现。

机电暂态的计算量主要集中在动态元件微分方程计算、网络方程右端项计算和方程求解三方面。其中微分方程计算和网络方程右端项的计算都仅与动态元件自身的状态变量和相连节点的电压相关，动态元件变量之间不存在直接的耦合关系，可以直接分网并行化处理；网络方程的并行化可使用线性方程组并行算法实现。为了实现机电暂态计算的过程控制、迭代收敛判断和联络部分计算，需要引入主控进程，协调各个子网完成并行计算过程。

电磁暂态并行算法　电力系统电磁暂态过程计算步长小，模型复杂，计算量大，采用并行算法可以有效扩大电磁暂态实时仿真计算的规模。电磁暂态并行计算一般采用分网空间并行算法实现，常用的方法有分布参数线路解耦分网算法、节点分裂分网并行算法、多区域戴维南等值（MATE）方法以及线路解耦与节点分裂结合法。

（1）分布参数线路解耦分网并行算法。利用分布参数线路模型的自然解耦特性进行分网并行计算的方法。从三相分布参数线路模型（见图 5）可知，线路两侧的等值历史电流源与当前时刻（t 时刻）网络的电压电流无关，仅仅取决于 $t-\tau$ 时刻网络的电压电流（τ 为波传播时间）。这样，在对当前时刻的网络方程进行求解时，由于由分布参数线路连接的多个子网之间电气上无联系，每个子网都可以独立求解。在求解完成后，由分布参数线路相连接的相邻子网之间需进行通信，交换对侧节点电压信息，以便于在后续的积分过程中计算等值历史电流源。分布参数线路解耦分网并行算法的并行效率高，但要求分割元件为分布参数线路模型，灵活性不足。

（2）节点分裂分网并行算法和 MATE 方法。通过边界节点分裂或者联络线分割电网，可应用线性方程组并行算法实现并行计算。节点分裂分网并行算法和 MATE 方法简单，分网方式灵活，但并行效率较低。

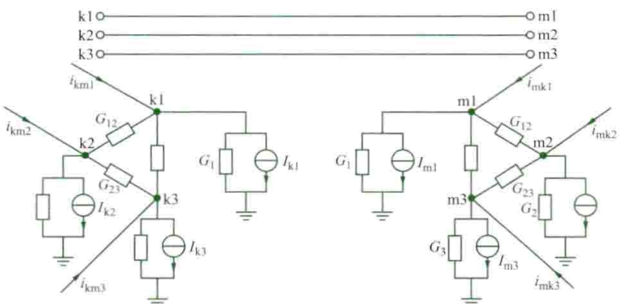


图5 三相分布参数线路的等值计算电路

(3) 线路解耦与节点分裂结合法。结合了线路解耦与节点分裂并行算法的优点，兼顾并行效率和网络分割的灵活性。

参考书目

Computer and Analytical Methods Subcommittee of IEEE Power Systems Engineering Committee. Parallel processing in power systems computation. IEEE Transactions on Power Systems, 1992, 7 (2): 629-638.

dianli xitong changqi fazhan guihua

电力系统长期发展规划 (long term electric power system planning) 对未来15年以上的电力系统发展和建设目标制定的计划。其任务是根据国民经济和社会发展长期规划、经济布局和能源资源开发与分布情况，宏观分析电力市场需求，进行动力资源开发及环境因素综合分析，提出电力可持续发展的基本原则和方向，电源的总体规模、基本布局、基本结构，电网主框架，外送电及受电规模等，必要时提出发电与输配电新的技术要求、电力设备制造能力开发要求以及电力科学技术方向等。

电力系统长期发展规划既是电力工业长期发展规划的组成部分，也是国民经济长期发展规划的组成部分，在编制电力系统长期发展规划时，要注意这两个规划的协调配合，并且要随着客观环境的不断变化对电力系统长期发展规划进行修订。一般来说，大约5年修订一次，有重大变化时应及时修改、调整。电力系统长期发展规划的主要内容包括电力需求预测、动力资源开发、电源发展规划、电力网发展规划、环境及社会影响分析。

电力需求预测 电力需求是制定规划的依据。电力需求预测（也称电力负荷预测）是通过研究国民经济和社会发展的各相关因素与电力需求的关系，对规划期的电力负荷发展水平进行预测（见电力负荷预测方法）。

动力资源开发 为满足电力负荷发展的需求，要研究在规划期内动力资源的开发利用。研究时，首先要了解本地区一次能源资源开发利用的现状，包括品种、储量、质量、分布及主要部门的能源消耗情况。然后测算规划期内各部门特别是电力部门对一次能源的需求量和可能的供应量，研究动力资源供应与需求间的矛盾，进行能源、电力、运输综合平衡，并据此安排电源。同时，必须统筹兼顾煤、水、电、运和环境等方面问题进行研究。（见动力资源开发）

动力资源主要包括煤炭、水力、石油、天然气、核能以及新能源等。在中国，煤是主要动力资源之一，大部分电力系统要依靠山西—陕西—蒙西—宁夏以及新疆能源基地（见图）供煤。当前全球面临的温室气体排放效应影响，迫使世界各国积极实施以低碳技术为核心的能源变革。面对新一轮的能源变革，中国将加快转变能源发展方式，推进能源生产和利用方式变革。大力实施能源结构的战略性调整，把清洁、高效发展作为能源发展的基本方向。一方面大力推进传统能源的集约化、清洁化、低碳化开发利用，另一方面加快可再生能源和新能源的开发，如风能、太阳能等。其中风力发电是技术最成熟、可靠，成本较低，最具有规模化和商业化发展的发电方式之一。（见《新能源卷》风力发电、太阳能发电）



华能伊敏煤电公司（位于内蒙古呼伦贝尔市鄂温克旗境内，是大型煤电联营企业，下设发电厂和露天矿两大主营生产单位。发电厂装机规模340万kW，露天矿产能2000万t/年）（中国华能集团公司 提供）

电源发展规划 内容包括发电总容量安排、电源合理安排和新技术开发利用。在中国，根据可取得的动力资源和国家能源政策来安排电源发展规划，提出电源建设的基本方针。

发电总容量安排 按照电力负荷预测，进行电力电量平衡，确定发电总容量。发电总容量由满足系统最大发电负荷需要的工作容量和系统备用容量组成（见电力系统备用容量）。对有水电的电力系统，电力平衡按设计枯水年进行。在中国，大部分水电在枯水期保证出力较低，只有装机容量的1/4～1/3，安排系统的发电总容量时应充分考虑足够的补偿容量。电力电量平衡还要考虑原有机组的退役问题。对有风电的电力系统，由于风电的随机性和间歇性特点，其发电出力有很强的不确定性和不可预测性，保证出力较低，因此小规模风力发电一般不参与电力平衡。对于大容量风电场，由于来风的不均匀性，其保证出力应根据实测的出力数据及其变化的概率分布研究后确定。同风力发电类似，光伏发电功率也有类似的不确定性，如果系统最大负荷出现在夜晚，则光伏发电不参加电力平衡。（见电力系统电力平衡）

电源合理安排 包括两个方面：一是根据电力系统负荷特性（峰荷、腰荷和基荷的分布）来安排峰荷、腰荷和基荷电厂，确定合理的电源结构，包括新能源规模、核电装机规模、抽水蓄能电站规模等。随着国民经济的发展以及风电、光伏发电等可再生能源的大规模并网，电力系统的调峰问题日益突出，在长期规划中需要加以研究。二是根据负荷分布和动力资源的条件，来确定在动力资源地区或在负荷中心地区建设电厂。

新技术开发利用　根据规划中电力发展的需要，为提高能源转换效益和改善环境的要求，来研究解决电源发展的新技术问题。如循环流化床、综合煤气化的燃气-蒸汽联合循环，核电厂采用固有安全性反应堆、高温气冷堆和聚变裂变混合堆，以及充分发挥水电厂效益等。

电力网发展规划　包括输电网发展规划和配电网发展规划两部分。

输电网发展规划　根据未来规划期内的负荷要求与电源安排，提出电网建设应遵循的基本原则和地理接线图，为输电网发展采用新技术和大机组接入创造条件。输电网发展规划的内容包括：①供电区域划分与区间潮流分析；②主网架结构研究；③与相邻电力系统的联结；④风电及光伏发电上网问题；⑤电力系统短路电流水平配合；⑥新技术开发利用。

(1) 供电区域划分与区间潮流分析。根据未来负荷分布情况和电源安排，将整个电力系统划分为若干分区，根据分区电力电量平衡，研究分区间的电力潮流。潮流应按丰水期和枯水期时最大运行方式和最小运行方式考虑，分析主网架和联络线的功率大小和流向，划分送端电源区和受端负荷中心区，划分主网架和分支线，从而为选择合理的与相邻电力系统连接方式、主网架结构和电压等级提供依据。在分析联络线的功率时，要考虑地区间备用容量的分配。

(2) 主网架结构研究。根据潮流分析中电力网的功率输送方向和大小，初步确定电压等级与主网架。确定电压等级应考虑技术经济的可能性。确定主网架结构时应充分考虑提高稳定水平，防止出现稳定破坏、连锁反应、电压崩溃等大面积停电事故，并适应电力系统今后运行灵活性的需要。在输电网发展规划中一般要遵循以下原则：①输电网规划要按电压等级高低分层，形成分层结构，而电厂按容量大小或单机容量大小的不同，分别接入不同层次的网架上，主力电厂应直接接入最高一级电压主网架上。②输电网规划要按供电范围划区，形成分区结构。确定以负荷为中心的受端系统，加强受端中心的电压支撑。③受端电力网结构要紧密，以提高大机组或主干线故障后的抗干扰能力。在受端电力网架建成后，可以考虑打开下一电压等级的环网。为提高接受远距离输电的受端电网的稳定水平，应广泛采用较成熟的提高稳定的技术措施。如紧凑型线路技术、串补及可控串补技术、动态无功补偿技术、柔性交流输电技术、电力系统稳定器(power system stabilizer，PSS) 及交直流协调控制等提高系统暂态和动态稳定的技术。④主网架要避免不利于稳定的接线，如T接、单回路大环网、高低压环网、环套环、长短线并列、单回超长线等。⑤大电源之间避免相互直接连接运行。

(3) 与相邻电力系统的联结。在电力系统发展过程中，为了取得电力系统互联的效益，根据交换功率的大小和相互对安全运行的影响，考虑与相邻系统的联结、联结所用电压等级和采用交流或直流的联结方式。

(4) 风电及光伏发电上网问题。风电与光伏发电的随机性、间隙性和不可控性，以及风电机组本身的运行特性（如某些机组不具备低电压穿越能力等），决定了大型风电场和光伏发电接入电网后，会对电网的潮流、谐波、频率和电压稳定性带来影响，需要电网为其随时提供备用容量，以平衡风电与光伏发电出力的变化。因此要开展大型风电基地和光伏发电接入电网技术的研究，分析其影响，以增强电网接纳能力。

(5) 短路电流水平配合。长期规划中必须考虑短路电流水平配合，其主要任务有三项：①计算短路电流水平增长的预期值。②提出短路电流水平最合理的配合。③当短路电流水平过高而需要大量更换现有开关设备时，要提出相应解决措施。解决的方法有：①电力系统中局部范围短路电流水平过高时，在规划中要避免电源过分集中接入。②经过技术经济论证后，采用更高一级电压的电力网。③高低压电磁环网解环运行能够明显降低低一级电网短路电流水平。④当扩大与相邻系统相联时，采用直流联网。⑤采用限流电抗器、高阻抗变压器，中性点接入小电抗等。⑥研究发展更大断流容量的新型断路器等。

(6) 新技术开发利用。根据长期规划中电力系统容量不断增大的需要和远距离大容量输电技术的进一步发展，分析今后电网可能出现的新技术问题，如接纳大规模可再生能源的电网（见《新能源发电卷》风力发电接入电网）和储能技术（见电力系统储能），智能电网相关技术，紧凑型同塔多回线路技术，各类电源控制特性和机网协调技术，电网防灾减灾技术等。

在电力系统不断扩大，加快与相邻系统互联时，要研究更大范围互联后的静态运行特性、联络线功率振荡的阻尼特性，区域间振荡模式的稳定性和故障后的动态运行特性，以及对系统稳定、电压和频率控制的新技术。当采用直流互联时，则要分析直流系统单极或双极闭锁故障时对互联电力系统的冲击影响，分析利用直流输电的快速控制来提高交流系统稳定性以及交直流并联运行技术。

配电网发展规划　研究15年以上城乡供电发展规划。从调查分析城市配电网的现状入手，对国民经济现代化所提出的供电高度可靠、电压质量高度合格和城市环境美化等要求及以由此引起的新问题提出解决办法。其中包括：设备的负荷能力、短路容量、运行电压、无功补偿能力及继电保护装置等。需要考虑建立更高一级配电电压来解决城市中高密度负荷地区的供电问题；研究建设地下变电站和采用电缆线路以及开发新型设备来满足配电网发展的需要等问题。在农村，则需解决普及用电、提高工农业用电水平，以及相关的电源、网络和线路容量等问题。

环境及社会影响分析　应对规划实施可能造成的环境影响进行分析、预测和评估，主要包括资源环境承载能力分析（如能源、水源、用地、环境容量等）、不良环境影响的分析和预测以及与相关规划的环境协调性分析；提出预防或者减轻不良环境影响的政策、管理和技术等措施；给出规划方案的环境合理性和可行性结论，明确预防或者减轻不良环境影响的对策和措施的合理性和有效性，提出对规划方案的调整建议；还要对社会影响进行初步分析，提出可能影响规划方案的相关因素，确定各规划方案对社会影响的程度，避免规划方案对社会发展产生重大负面影响。

dianli xitong chaoliu jisuan

电力系统潮流计算　(power system load flow calculation)　见潮流计算。

dianli xitong chuneng

电力系统储能 （energy storage of electric power system） 将电力系统中的电能转换成其他形式的能量储存起来的过程。在发电容量大于负荷需求期间将电能以适当形式的能量储存起来，在负荷需要时将储存的能量转换为电能送入系统或直接供负荷使用。电力系统储能涉及电能和其他能量形式之间相互转化的广泛技术，通常有机械储能、化学储能、电磁储能和热储能等不同的储能方法，其性能也不相同。储能系统被认为是未来电力系统中的必要组成部分，在发电、输配电和用电等各个环节都有广泛的应用。大规模电力系统储能将在一定程度上改变发电、输电、配电和用电同时完成的电力生产基本格局，有可能实现发电和用电一定程度上的分离。电力系统加入大规模储能可以提高电网运行的技术和经济性能，提高可靠性，削峰填谷节约能源，降低成本；提高电网效率延缓升级建设投资；促进可再生能源发电和分布式发电的发展，支持风力和太阳能发电等易变电源，使新能源发电不受地理位置限制，不再依靠化石能源发电的支持，成为真正的主力电源；有利于需求侧管理的广泛实施；用户供电可靠性将显著提高；为微电网和智能电网建设提供重要保障；支持电动交通车辆发展等。

储能技术 根据储能设备提供服务需要的时间，储能技术大致可以分为用于能量管理的能量型储能和用于改善电能质量及可靠性的功率型储能两类。放电时间是区分大多数储能技术的基本特性。用于能量管理的能量型储能装置要求具有较长放电时间，能连续放电几小时或更长。这些装置可用于将低负荷需求（或高再生能源发电）期间的电能移到高负荷需求（或低再生能源发电）期间。用于改善电能质量及可靠性的功率型储能装置要求大功率/快速放电。快速放电可以进一步分为短期放电（毫秒至1min）和较长期放电（长至1h左右）。前者用于电网稳定和电能质量，后者用于频率调节和事故备用服务等。表1列出了按这种分类的主要储能技术和应用功能。其中某些应用可能是两类重叠的，取决于所考虑装置的类型。表2为储能技术在电力系统中的应用。

表1 储能技术类型和电网应用功能

储能类型	电网应用功能	储能技术	
		存储形态	装置类型
能量型	能量管理	化学储能	电池：先进铅酸电池，液流电池，高温电池
			氢
		机械储能	压缩空气
			抽水蓄能
		热储能	热储能：集中太阳发电，终端用户
功率型	电能质量/可靠性	化学储能	电池：铅酸电池，镍电池，锂离子电池
		电磁储能	电容器/超级电容器储能
			超导储能
		机械储能	飞轮

表2 储能技术在电力系统中的应用

应用环节	应用名称	储能作用
发电	支持可再生能源发电	通过控制储能装置充放电来平稳风电、光伏发电功率的波动，减少弃风以提高经济性，增强随机性电源的可控性，减少其对电力系统运行的影响，提高系统接纳可再生能源的能力
	辅助发电机动态运行	通过储能系统的快速响应，辅助火电机组动态运行，提高其运行效率，减少碳排放，避免动态运行时对机组的损害，减少设备维护和更新费用
	取代或延缓新建机组	在某些情况下，可减少或延缓新建发电机组容量的需求
	容量备用	发电机组偶然事故备用，提供10min或更长时间的旋转备用
	发电厂直流电源	储能装置作为厂用电直流负荷的备用电源
	黑起动	储能装置作为电厂黑起动电源
辅助服务	调频	通过储能快速响应达到瞬时发电和负荷平衡，抑制频率波动；通过储能设备的充放电及控制充放电功率来调节系统频率
	电压支撑	在负荷端的储能装置，根据负荷需求，快速响应，吞吐无功，调节电压
输配电	调峰	在系统发电大于用电时，储能装置储存电能；在发电小于用电时，储能装置释放电能，减少系统调峰机组容量
	提高系统稳定性	通过储能装置的快速充放电控制系统稳定
	无功功率支持	实测系统电压水平，动态调整储能装置无功输出
	缓解线路阻塞	在线路受电端的储能装置，在线路无阻塞时充电，在线路有阻塞时放电
	延缓输配系统扩容升级	在将要扩容升级的输配电设备的下游配置储能装置，可延缓或避免升级扩容
	变电站直流电源	储能装置作为变电站内直流负荷的备用电源
	支持微电网运行	对于孤岛运行的**微电网**，储能装置可以随时平衡其中的分布式电源输出与负荷间的功率平衡，提高微电网**电能质量**和系统稳定性；对于并网运行的微电网，储能装置可以在电价比较低的时段从大电网购电、充电，在电价比较高的时段放电、卖电，提高微电网运行经济性
	电能质量	储能装置快速响应和储能装置与无功补偿装置相结合，可以缓解**电压暂降**和供电短时中断对用电设备的影响，改善供电质量
	可靠性	储能装置兼作用户的备用电源，提高供电可靠性
	用户分时电价管理	分时电价用户在电价较低时给储能装置充电，在电价较高时令储能装置放电
	容量费用管理	用户用电少时给储能装置充电，在用电多时用储能装置放电，降低用户的最高负荷，降低容量费用
	电动交通工具	蓄电池为电动交通工具的必备电源。车网互动，提高蓄电池的经济性和电力系统运行的可控性

主要性能指标 评估和比较电力系统储能技术的主要性能指标包括：①额定功率和放电时间；②响应速度，即达到

一定输入或输出所需要的时间；③能量和功率密度，即单位质量或单位体积储存的能量和功率；④储存持续时间及自放电率（储存中的能量损耗）；⑤寿命时间和周期寿命（充放电次数）；⑥长期可靠性和安全性；⑦环境影响；⑧技术成熟度；⑨成本费用；⑩充放电周期期间的周期效率，定义为 $\eta=E_{out}/E_{in}$，η、E_{out} 和 E_{in} 分别是周期效率、电力输入和电力输出。不同储能装置的主要特性列于表 3。

储能系统 可商业应用的储能系统已有多种，但是还没有任何一种储能形式能满足理想储能系统的所有性能要求。每一种储能系统都有其合适的应用场合和范围。图 1 示出了各应用功能对储能系统的功率规模和放电时间的需求。

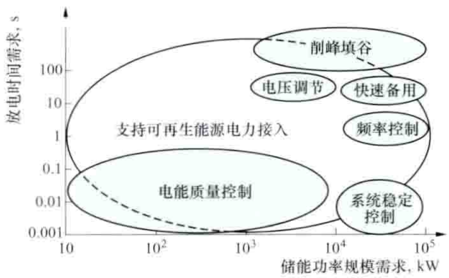


图 1 电能应用模式对储能功率和放电时间需求

电力系统应用的储能系统主要包括抽水蓄能、压缩空气储能、飞轮储能、超导磁储能、超级电容器储能、电池类储能和热储能。

抽水蓄能（pumped hydro storage，PHS） 如图 2 所示，抽水蓄能电厂的机组是可逆的水泵/水轮机和电动/发电机组，它的上、下游两个水库均能储存一定数量的水。在电网负荷低谷时机组做电动机-水泵运行，利用电网过剩的电力把水从下水库抽入上水库，使电能变成具有一定位能的水；当电力需求达到高峰时，上水库放水发电，机组作水轮发电机组运行。在每一次抽水蓄能和放水发电的过程中要损失一部分能量，故抽水蓄能系统的效率不高，为65%～75%，损失约 1/4 的电能。抽水蓄能电厂除具有调峰、调相和备用功能外，还能将电网低谷负荷时的低价电能转换成高峰负荷时的高价电能，可为整个电网带来显著的经济效益。

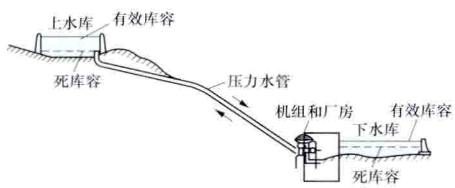


图 2 抽水蓄能电厂

抽水蓄能电厂是技术成熟的能进行大规模电能储存的设施，作为调峰电源与核电和可再生能源发电配合，将会获得更大的发展。

压缩空气储能 (compressed air energy storage，CAES) 如图 3 所示常规的压缩空气储能是利用非高峰电力或可再生能源电力把空气压缩到地下结构（例如洞穴、废弃矿井等）或地上系统（槽、罐等压力容器），然后在改进的燃气轮机中压缩空气与天然气混合、燃烧和膨胀做功发电。新的带蓄热的压缩空气储能（先进绝热压缩空气储能）、微小型压缩空气储能、液化空气储能、超临界压缩空气储能、与可再生能源耦合的压缩空气储能等，其 CAES 循环不再需要天然气燃料。

CAES 安全系数高，寿命长，可以冷起动、黑起动，响应速度快，主要用于峰谷电能回收调节、平衡负荷、频率调制、分布式储能和发电系统备用。

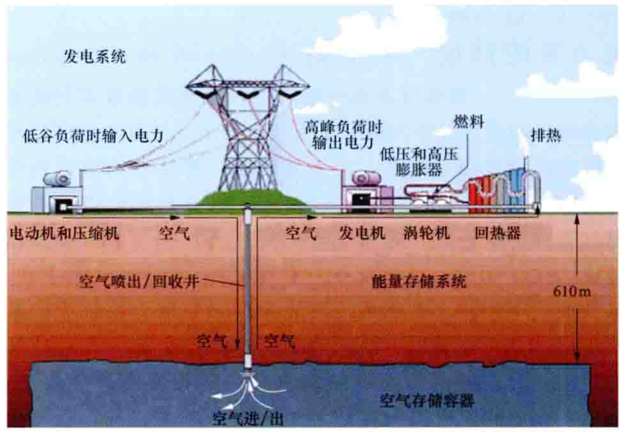


图 3 压缩空气储能技术示意图

洞穴压缩空气储能的建设成本和发电成本都较低，但系统燃烧的废气直接排入大气，会对环境造成较严重的污染。储气空洞的建设受岩层等地形条件的限制，而采用新型空气压力储存容器的 CAES 几乎可以在任何需要的地方建造。

世界上最早的压缩空气蓄能电站 1978 年建于德国，其容量为 290MW，商业运营至今。电站的起动可靠性较高，可以达到 97% 以上；电站的容量系数平均为 33.0%～46.9%。美国 1991 年在阿拉巴马州的麦金托什（McIntosh，Alabama）建成的 CAES，额定容量 110MW，可在 100MW 下连续运行 26h。进入 21 世纪，美国计划了多个压缩空气蓄能电站建设，其中从 2001 年起在俄亥俄州开始建设的诺顿 CAES 装机容量 2700MW（9×300MW）。随着分布式能源系统的发展以及减小储气库容积和提高储气压力至 10～14MPa 的需要，8～12MW 微型压缩空气储能系统（micro CAES）已成为人们关注的热点。

飞轮储能 飞轮储能系统由大惯量高速飞轮、轴承支撑系统、电动机/发电机、功率变换器、电子控制系统和真空泵、紧急备用轴承等附加设备组成。如图 4 所示，飞轮储能将外界输入的电能，通过电动机带动飞轮高速旋转，以动能的形式储存能量，完成电能-机械能的转换过程；当外界需要电能时，高速旋转的飞轮作为原动机拖动发电机发电，经功率变换器输出电流和电压，完成机械能-电能转换的能量释放过程。50kW 飞轮储能样机如图 5 所示。

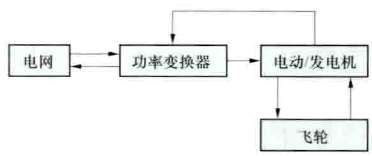


图 4 飞轮储能原理框图



图 5 50kW 飞轮储能样机

表 3　储能系统技术性能比较

系　统	额定功率和放电时间		储存持续时间		能量和功率密度				寿命时间和循环寿命		对环境影响	
	额定功率	放电时间	每天自放电时间	合适储存持续时间	Wh/kg	W/kg	Wh/L	W/L	寿命时间（年）	循环寿命（次）	影响	描　述
抽水蓄能 PHS	100～5000MW	1～24h+	很小	时-月	0.5～1.5	0.5～1.5	0.5～1.5	0.5～1.5	40～60		负	淹没树木和绿地
压缩空气储能 CAES	5～300MW	1～24h+	小	时-月	30～60		3～6	0.5～2.0	20～40		负	天然气燃烧排放
铅酸电池	0～20MW	s～h	0.1%～0.3%	分-日	30～50	75～300	50～80	10～400	5～15	500～100	负	有毒残余量
镍镉电池 NiCd	0～40MW	s～h	0.2%～0.6%	分-日	50～75	150～30	60～150	—	10～20	2000～25		
钠硫电池 NaS	50kW～8MW	s～h	20%	秒-时	150～240	150～23	150～250	—	10～15	2500		
钠镍氯化物电池 ZEBRA	0～300kW	s～h	15%	秒-时	100～120	150～20	150～180	220～300	10～14	2500+		
锂离子电池 Li-ion	0～100kW	min～h	0.1%～0.3%	分-日	75～200	150～31	200～500		5～15	1000～10 000+		
燃料电池 fuel　cells	0～50MW	s～24h+	～0	时-月	800～10 000	500+	500～3000	500+	5～15	1000+	负	残余量/化石燃料燃烧
金属空气电池 metal-air	0～10kW	s～24h+	很小	时-月	150～3000		500～10 000			100～300	小	少量残余量
钒电池 VRB	30kW～3MW	s～10h	小	时-月	10～30		16～33		5～10	12 000+	负	有毒残余量
锌溴电池 ZnBr	50kW～2MW	s～10h	小	时-月	30～50		30～60		5～10	2000+		
多硫化物-溴化物电池 PSB	1～15MW	s～10h	小	时-月	—		—	—	10～15			
太阳燃料电池 solar fuel	0～10MW	1～24h+	～0	时-月	800～100 000		500～10000				良	太阳能利用和储存
超导磁储能 SMES	100kW～10MW	ms～8s	10%～15%	分-时	0.5～5	500～2000	0.2～2.5	1000～4000	20+	100 000+	负	强磁场
飞轮储能 flywheel	0～250kW	ms～15min	100%	秒-分	10～30	400～1500	20～80	1000～2000	～15	20 000+	～无	
电容器 capacitor	0～50kW	ms～60min	40%	秒-时	0.05～5	～100 000	2～10	10 000+	～5	50 000+	小	少量残余量
超级电容器 super-capacitor	0～300kW	ms～60min	20%～40%	秒-时	2.5～15	500～5000	10～30	100 000+		100 000+	小	少量残余量
低温热储能 AL-TES	0～5MW	1～8h	0.5%	分-日	80～120		80～120		10～20		小	
低温储能 CES	100kW～300MW	1～8h	0.5%～1.0%	分-日	150～250	10～30	120～200		20～40		正	空气液化期间排污
高温热储能 HT-TES	0～60MW	1～24h+	0.05%～1.0%	分-月	80～200		120～500		5～15		小	

资料来源：Progress in Natural Science 19 (2009)：291-312.

飞轮旋转体中储存的能量可表示为$E=1/2I\omega^2$，式中E为旋转体中储存的能量，J；I为飞轮的转动惯性矩，kg·m²；ω为角速度，1/s。飞轮的储能密度可表示为$e=(2778\times10^{-4})\times(K_s\sigma_t)/\rho$，式中$e$为储能密度，W·h/kg；$\sigma_t$为材料的许用应力，kg·m/s²；$\rho$为材料的密度，kg/m³；$K_s$为由飞轮断面形状决定的形状系数，一般多采用等应力圆盘，其形状系数为1.0。飞轮储能功率密度一般大于5kW/kg，能量密度超过20（W·h）/kg，效率在90%以上，循环使用寿命长达20年，工作温区为－40～＋50℃，无污染，维护简单，可连续工作，模块组合后可以实现兆瓦级，主要用于不间断电源（uninterruptable power supply，UPS）/应急电源（emergency power supply，EPS）、平衡工业负荷的变化、稳频、稳压，以及作为太阳能和风能的储能系统。

高强度材料制成的飞轮、高效的电动/发电机组、电力电子功率变换装置和轴承系统是飞轮储能系统的关键设备和研究热点。

超导磁储能（superconducting magnetic energy storage，SMES）　利用超导体制成的线圈（见图6），由电网供电励磁而产生的磁场储存能量，在需要时再将此能量送回电网或作他用。超导磁体中储存的能量为$W=1/2LI^2$，式中W为储存的能量，J；L为线圈的电感，H；I为线圈的励磁电流，A。超导线圈维持在超导态，线圈中所储存的能量几乎可以无损耗地永久储存下去，直到需用时。

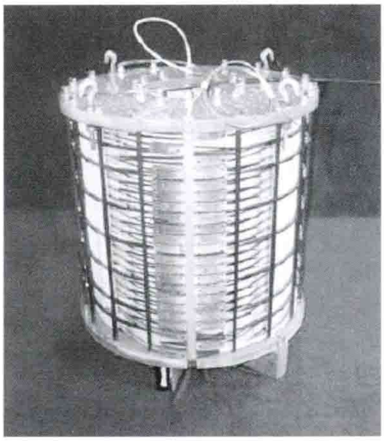


图6　超导储能线圈

超导储能装置一般由超导线圈及其低温容器、闭式制冷机、变流装置和测控系统四个主要部件组成，其结构框图如图7所示。变流器装置是储能线圈和电网间的能量转换装置。分为电流源和电压源两种，通过变压器与电网连接。其中，电压源型变流器装置研究较成熟，成本也较低，应用前景较好，故SMES系统多采用电压源型。变流器一般采用脉宽调制（pulse width modulation，PWM）的控制方式。控制变流器的相角和脉宽可使其在四象限范围内与电网进行有功和无功交换。

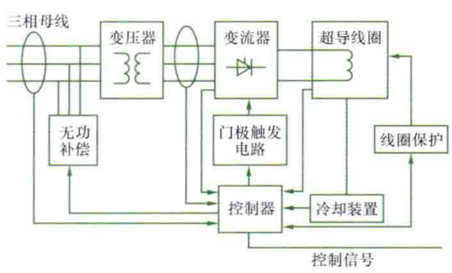


图7　超导储能装置结构框图

超导储能装置将电能以电磁能的形式储存在线圈中，它与其他形式的储能装置相比有许多明显的优点：①可长期无损耗地储存电能，功率密度高（10～100MW/kg），其转换效率可高达96%左右，比容量（1～10Wh/kg）和比功率（10^4～10^5kW/kg）大；②采用电压源（或电流源）电力电子变换器与电网连接，响应速度快（约几毫秒到几十毫秒），且可使电网电压、频率、有功功率和无功功率容易调节；③系统中除了真空和制冷系统外没有转动部件，因此寿命很长；④建造不受地点限制，维护方便，无污染。

SMES已在电网中得到初步应用，如2000年由美国半导体公司制造的一组3MW/0.8kWh分布式SMES装置，用于提高威斯康星州北部电网的电压稳定性；2006年在日本细尾（Hosoo）电站投入建设的10MW超导储能，用于提高系统稳定性和供电质量。

超级电容器储能（super－capacitor）　电容器储能用电荷的方式将电能直接储存在电容器的极板上，具有较高的功率密度、合适的能量密度、很高的充放电速度，还具有控制简单、转换效率高、循环寿命长、工作温度范围宽和对环境无污染等优点。

如图8所示，超级电容器是一种双电层电容器，采用极高的介电常数的电介质，而且两电荷层的距离非常小（0.5mm以下）。如图9所示，当外加电压加到超级电容器的两个极板上时，极板的正电极存储正电荷、负极板存储负电荷，在超级电容器的两极板上电荷产生的电场作用下，在电解液与电极间的界面上形成相反的电荷，以平衡电解液的内电场。这种正电荷与负电荷在两个不同相之间的接触面上，以正负电荷之间极短间隙排列在相反的位置上，这个电荷分布层叫作双电层，因此电容量非常大。当两极板间电动势低于电解液的氧化还原电极电位时，电解液界面上电荷不会脱离电解液，超级电容器为正常工作状态；如电容器两端电压超过电解液的氧化还原电极电位时，电解液将分解，为非正常状态。随着超级电容器放电，正、负极板上的电荷被外电路泄放，电解液的界面上的电荷相应减少。超级电容器采用特殊的电极结构，电极表面积成万倍地增加，因此可以用较小体积制成大容量电容器，电容器的容量从微法拉级向法拉级飞跃，储能大幅度增强，最大放电强度达400～2000A。

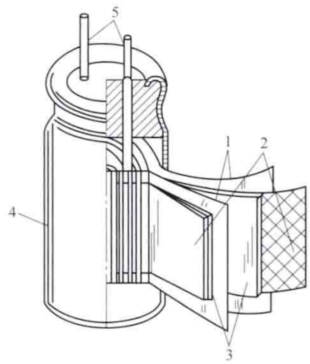


图8　超级电容器结构示意图

1—隔膜；2—电极片；3—集电极；4—铝线；5—引线

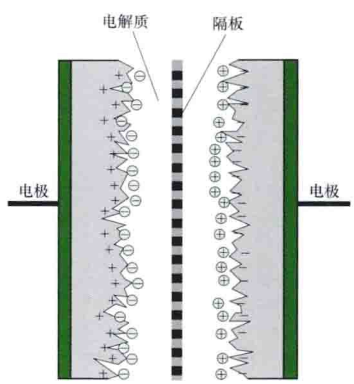


图9　超级电容器工作原理示意图

超级电容器在电力系统中多用于短时间、大功率的平滑

负荷和改善电能质量，如大功率电动机的起动支撑，在电压跌落和瞬态干扰期间提高供电水平，在风力发电场平抑由于风力波动引起的功率波动并调节有功无功输出。另外，超级电容器也可作为电动汽车的新型储能装置。

超级电容器的电介质耐压很低，一般仅有几伏，在实际使用中必须将多个电容器串联使用，这就要求增加充放电的控制回路，使每个电容器都工作在最佳工况下。此外，超级电容器价格较昂贵。

电池类储能　电池是将化学能直接转变为电能的装置。对于电网储能，关注的是二次电池，即充电电池（Rechargeable battery）或蓄电池（storage battery），是指在电池放电后可通过充电的方式使活性物质激活而继续使用的电池。用于电网储能的电池主要有铅酸蓄电池、锂离子蓄电池、液流蓄电池以及钠硫蓄电池等，它们的主要性能列于表3中。（见《配电与用电卷》蓄电池）

（1）铅酸蓄电池（lead acid battery）。简称铅酸电池，是最早应用的一种蓄电池储能技术。1986年，德国建成了世界上第一个铅酸电池储能电站，该储能电站通过电荷的转移来完成充/放电过程，额定功率8.5MW，运行60min，或17MW，运行20min。经过多年的发展，在传统铅酸电池的基础上，研制出了阀控式密封铅酸电池。这种电池不需要加水，也不需要维护，同时还可以防止电解液的泄漏，大大推动了铅酸电池的发展。

铅酸电池的优点是：发展时间长，技术比较成熟，可以大规模的生产；原材料丰富、价格便宜，因此成本较低；大电流放电性能优良；同时其使用安全。铅酸电池的不足是：电池中使用的铅是重金属，对环境有污染；铅酸电池寿命短、能量密度低、体积大以及易受外部温度等环境的影响。

铅酸电池已广泛应用于电力系统，如用作发电厂和变电站备用电源，风电场和光伏电站的重要组成部分，孤立电网必不可少部件，还可在电网负荷调平和稳定控制中发挥作用。

（2）锂离子蓄电池（lithium ion battery）。简称锂离子电池，是日本索尼（SONY）公司于1991年研制成功的，它应用了电化学嵌入/脱嵌反应原理，电池的两极都用嵌入化合物替代。当电池充电时，锂离子从正极脱嵌，经过隔离膜，嵌入到负极；电池放电时，锂离子从负极又回到正极。其中锂离子在正负极之间移动的过程实质上就是电池充放电的过程。

锂离子电池的优点是放电电压稳定，工作温度范围宽，能量密度大，寿命长，自放电率低，无记忆效应，且锂离子电池不含有毒的重金属，对环境无污染。其不足是成本较高，运行温度较高，易短路，大容量集成的技术难度大。2002年问世的磷酸铁锂蓄电池（$LiFePO_4$）具有更多优点：①输出效率高；②高温时性能良好；③即使电池内部或外部受到伤害，电池不燃烧，不爆炸，安全性最好；④极好的循环寿命，经500次循环，其放电容量仍大于95%；⑤过放电到零伏也无损坏；⑥可快速充电；⑦低成本，对环境无污染。

中国南方电网已建成的深圳宝清电池储能电站就是一座锂离子电池储能示范电站，电站额定功率4MW，容量16MW·h。其主要功能是降低其覆盖区域电网负荷的峰谷差、支持孤岛运行和调节电压。

（3）液流蓄电池（flow battery）。简称液流电池，其活性物质以液态形式存在，既是电极活性材料又是电解质溶液，它可溶解于分装在两大储液罐的溶液中，由各个泵使溶液流经液流电池，在离子交换膜两侧的电极上分别发生还原和氧化反应。液流电池包括全钒、钒溴、多硫化钠/溴等多个体系，最常见的是全钒液流电池（见图10）。全钒液流电池具有以下优点：①通过不同价态的钒离子相互转化实现电能的储存与释放，是众多化学电源中唯一使用同种元素组成的电池系统，从原理上避免了正负半电池间不同种类活性物质相互渗透的产生，污染小；②将正负半电池电解液中的活性物质分别储存在不同的储槽中，完全避免电解液保存过程的自放电消耗，效率高；③电池正负极反应均在液相中完成，充放电过程仅仅改变溶液中钒离子状态，没有外界离子参与电化学反应，理论上可以进行无限次任意程度的充放电循环，寿命长。此外，全钒液流电池还具有能量效率高、蓄电容量大、可实现快速充放电等优点，较适用于规模化储能。不足之处主要在于成本相对较高。



图10　卧牛石风电场全钒液流电池储能系统
（中国电力科学研究院　提供）

全钒液流电池发展比较迅速，美国、日本、欧洲等都有所应用。2005年日本运营的容量为4MW的全钒液流电池为当地36MW的风电场提供储能，3年中实现充放电循环27万次。中国对于钒电池的研究始于20世纪90年代末期，开发了100kW/200kW·h全钒液流储能电池系统。

（4）钠-硫蓄电池（sodium sulphur，battery，NaS）。简称钠硫电池，以Na-beta-氧化铝为电解质和隔膜，并分别以金属钠和多硫化钠为负极和正极的二次电池。该电池最大的特点是：①比能量高，是铅酸电池的3～4倍；②可大电流、高功率放电；③钠硫电池储能密度为140(kW·h)/m^3，体积减少到普通铅酸蓄电池的1/5，系统效率可达80%，便于模块化制造、运输和安装；④单体寿命已达15年，且循环寿命超过2500次（实验室可达6000次）；⑤建设周期短，可以根据用途和建设规模分期安装。钠硫电池的不足之处是其工作温度为300～350℃，需要采取一定的加热保温措施。另外过充时很危险。其应用领域有电站负荷调平（削峰填谷）、UPS应急电源及瞬间补偿电源和电能质量调节方面等。

钠硫电池是比较成熟的储能电池，由美国福特（Ford）公司于1967年首先发明公布，2002年日本的NGK公司实现了钠硫电池的商业化生产，并且在世界各地已有100余座钠硫电池储能站正在运行。中国在2009年11月研制出具有自主知识产权的容量为650Ah的钠硫储能单体电池，已建成2MW大容量钠硫单体电池中试生产示范线，并研制出100kW级的钠硫电池储能系统。

热储能（thermal energy storage，TES）　热能储存通常并不视为一种电储存技术，因为它不直接储存电和放电。然而，在某些应用中，热储存功能上可以等效为电储存，其效率超过90%，高于大多数其他储能技术。用于电力系统的热储能主要有储存太阳能然后转换成电能和建筑蓄冷/热两种。

（1）储存太阳热能转换成电能。TES结合到聚光太阳能发电（concentrating solar power，CSP）厂，能够使CSP电厂可调度的发电运行小时大于其白天太阳正常的运行小时。这样的系统功能上等效于电网中的其他储能技术，可以削峰和填谷。TES使得电厂满负荷发电小时增加或转移，增加了单元机组的利用率（提高容量因子），提供稳定容量，发出高价值电力，并有可能降低能量平衡成本。具有TES的CSP已经商业化，在西班牙安达素尔抛物槽太阳能电厂（Andasol parabolic trough solar plants）配置了3套TES装置，其中每套额定正常输出功率50MW，由储热可提供附加7.5h/日的发电容量。

配置的太阳热储能介质是成本相对低的熔盐。在这个方案中，CSP成本高，配置地点受限。关键的研究工作包括发展具有高工作温度的材料，在与高温CSP厂结合时，可以提高效率和降低成本。

（2）建筑蓄冷/热。用于降低空调的峰荷需求的储冷装置已有比较大规模的配置，其在夜间制造和储存冰或冷冻水，然后这些冷冻水作为“冷”蓄水池在白天满足楼宇制冷负荷需求，从而减少建筑物制冷设备在白天高峰负荷期间的运行时间。其结果是TES把电力需求从白天移到夜间，夜间电能费用低，可节省建筑物的运行成本。这种TES能在很高的循环效率下提供固定的系统容量，具有提供多种电网服务的能力，电力公司也可得到显著的好处。如这种技术广泛应用，可以降低峰荷期间综合负荷需求；通过制冷产品和制冷需求的解耦，改变与建筑空调有关的电力需求曲线，实现建筑负荷整形。

参考书目

樊栓狮，梁德青，杨向阳．储能材料与技术．北京：化学工业出版社，2004.

肖钢，林茂财．大规模化学储能技术．武汉：武汉理工大学出版社，2011.

唐跃进．超导磁储能系统．北京：中国电力出版社，2009.

dianli xitong daozha caozuo

电力系统倒闸操作

（switching operation of electric power system）　对电力系统中断路器和隔离开关以及对相关的继电保护与安全自动装置等所进行的投入与退出的操作。断路器和隔离开关是电气设备连向电力系统的开合元件，通过操作可以改变电气设备的运行状态和电力系统的运行方式（包括事故处理）。倒闸操作是电力系统运行中一项经常进行的重要工作，如果发生差错，会造成电力系统或人身事故，甚至导致电力系统瓦解或人员伤亡，因而必须规定严密的制度。倒闸操作必须在电力系统值班调度员统一指挥下，按照规定操作程序向发电厂、变电站或下一级调度值班人员发布操作命令，然后由以上人员按照命令操作；或者由值班调度员直接进行遥控操作。

倒闸操作目的　①电力系统间、发电机与电力系统间的并列与解列；②输电线路和变压器的停电和送电，补偿设备的停用和投入运行（包括对新装设备的充电）；③电力网络的合环与解环；④改变母线运行方式；⑤改变变压器中性点接地运行方式；⑥切除或接入负荷；⑦投入或退出继电保护与安全自动装置；⑧对已停电检修施工的设备实施接地及相间短路或解除接地与相间短路；⑨投入与退出调度自动化装置等。

倒闸操作制度　为保证倒闸操作的正确而建立的制度，其主要内容有：①操作前要考虑和注意的事项，如对功率分布、电压、电力系统频率、继电保护、安全自动装置的影响；②根据操作任务，正确编制倒闸操作票，并由值班调度员进行相互审核，按照操作票的步骤在调度自动化的模拟系统上进行预演；③发布倒闸操作命令的具体规定（见调度命令）。

一些调度部门已使用计算机编制并打印倒闸操作票，这样可以减少值班调度员的工作量，降低操作票的差错率和提高操作的可靠性。

dianli xitong dianci zantai guocheng jisuan

电力系统电磁暂态过程计算

（power system electromagnetic transient calculation）　用数值计算方法对电力系统中微秒至数秒之间的电磁暂态过程所进行的计算。包括：①由系统外部引起的暂态过程，如雷电过电压等；②由故障及操作引起的暂态，如操作过电压、工频过电压等；③谐振暂态，如次同步谐振、铁磁谐振等；④控制暂态，如一次与二次系统的相互作用等；⑤电力电子装置及灵活交流输电系统（flexible AC transmission system，FACTS）、高压直流输电（high voltage direct current，HVDC）中的快速暂态和非正弦的准稳态过程等各种电磁暂态过程的数字仿真。电磁暂态过程计算为电力系统的安全运行，设备的绝缘设计，保护装置的配置及参数选择，谐波分析及治理，电力电子装置、FACTS、HVDC系统主电路设计和设备自身的控制策略设计等提供重要的手段。

电磁暂态过程计算的数学模型　电力系统的电磁暂态过程受输电线路分布参数特性和参数的频率特性、发电机的电磁和机电暂态过程以及一系列元件（避雷器、变压器、电抗器等）非线性特性的影响。借助于计算机程序，用数值计算方法求解电磁暂态过程，必须建立这些元件和系统的代数或微分、偏微分方程，即计算所用的数学模型。

输电线路模型　单根无损线的波动方程为

$$\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} = \frac{1}{v^2}\frac{\partial^2 u}{\partial t^2} \tag{1}$$

$$\frac{\partial^2 i}{\partial x^2} = \frac{1}{v^2}\frac{\partial^2 i}{\partial t^2} \tag{2}$$

其中
$$v=\frac{1}{\sqrt{L_0C_0}}$$
式中 v 为波速；L_0 和 C_0 为单位长度导线的电感和电容；x 为任一点与始端间的距离。这两个方程式的解为
$$i=F(x-vt)-f(x+vt) \tag{3}$$
$$u=ZF(x-vt)+Zf(x+vt) \tag{4}$$
其中
$$Z=\sqrt{L_0/C_0}$$
式中 F 和 f 是根据边界条件和初值条件决定的任意函数；Z 为波阻抗；$F(x-vt)$ 为前行波，$f(x+vt)$ 为反行波。由式（3）和式（4）可以得到前行特征方程（5）和反行特征方程（6）
$$u+Zi=2ZF(x-vt) \tag{5}$$
$$u-Zi=2Zf(x+vt) \tag{6}$$
对于前行波来说，如果 $(x-vt)$ 不变，$u+Zi$ 就不变。设想一观察者沿 x 方向以波速 v 与行波一起前进，由于 $(x-vt)$ 是常数，他所看到沿线任一点的 $u+Zi$ 也是常数。这样，行波在 $(t-\tau)$ 时刻从线路 k 端出发时看到的 $u_k(t-\tau)+Zi_{km}(t-\tau)$ 等于 τ 时刻以后到达线路 m 端时看到的 $u_m(t)+Z[-i_{mk}(t)]$。τ 为行波从 k 到 m 的传播时间。由此得到
$$i_{mk}(t)=\frac{1}{Z}u_m(t)+I_m(t-\tau) \tag{7}$$
$$I_m(t-\tau)=-\frac{1}{Z}u_k(t-\tau)-i_{km}(t-\tau) \tag{8}$$
同理，根据反行特征方程可以得到
$$i_{km}(t)=\frac{1}{Z}u_k(t)+I_k(t-\tau) \tag{9}$$
$$I_k(t-\tau)=-\frac{1}{Z}u_m(t-\tau)-i_{mk}(t-\tau) \tag{10}$$
由式（7）和式（9）可得到单根无损线的暂态等值计算电路，通常称为贝杰龙等值计算电路。等值电阻 Z 等于波阻抗，等值电流源 I 根据 $(t-\tau)$ 时刻线路两端的电压和电流计算而得。等值计算电路的特点是线路两端在网络拓扑上无联系。处理有损线路时可近似地将线路上的电阻作为集中电阻元件分段串联接入，每段线路仍作为分布参数无损线。处理多导线输电线路波过程的基本方法是运用矩阵特征值和特征向量原理，通过矩阵相似变换，将相域中有耦合的波动方程转换成模域中互相独立的波动方程，每一模量方程用单导线波动方程分别求解，得到模量上的波过程解以后再反变换到相量，以得到实际多导线系统的相量上波过程解。

由于导线和大地在交变电磁场的作用下的趋肤效应，使得线路的电阻和电感成为频率的函数，因此在计算参数随频率变化的线路暂态时，要求在频域写出线路方程并求解，然后再反变换到时域计算。

贝杰龙数值计算方法也适用于由 L、C、R 的 Π 型回路组成的变压器或发电机等值网络，以研究其绕组内部的波过程。

集中电感、电容等值计算电路　集中储能元件电感和电容上的暂态电压和电流可以用常微分方程式描述。利用数值积分方法，将积分形式的微分方程式转换为代数方程式，式中包含等值计算电阻及由前一步长时刻该元件中电流及端电压值决定的等值电流源。利用梯形积分法，可得到两端为 k 和 m 的电感元件上电压与电流的关系为
$$i_{km}(t)=\frac{1}{R_L}[u_k(t)-u_m(t)]+I_L(t-\Delta t) \tag{11}$$
式中 R_L 为电感 L 的等值计算电阻，$R_L=2L/\Delta t$；I_L 为等值电流源，$I_L(t-\Delta t)=i_{km}(t-\Delta t)+\frac{1}{R_L}[u_k(t-\Delta t)-u_m(t-\Delta t)]$，它由前一时步的结果算出。同样，利用梯形积分法得到两端为 k 和 m 的电容元件上电压与电流的关系为
$$i_{km}(t)=\frac{1}{R_C}[u_k(t)-u_m(t)]+I_C(t-\Delta t) \tag{12}$$
式中 R_C 是电容 C 的等值计算电阻，$R_C=\Delta t/2C$；I_C 为等值电流源。式（11）和式（12）分别为电感和电容的等值计算电路。注意处理多相有耦合电路时，应将等值计算电路中的标量以矩阵量代替。

发电机及电动机模型　模拟同步电机的详细程度与所研究的暂态类型有密切的关系。简单的同步电机模型为次暂态电抗 x''_d 之后的电压源 E''，它对暂态扰动前几个周波的研究有足够的精度。另一种模型是 x'_d 之后的 E'，它一般只适用于简化的稳定研究。详细的同步电机模型用 7 个绕组模拟，包括定子上三相绕组，转子直轴上励磁绕组和阻尼绕组，交轴上阻尼绕组和涡流绕组。如果要求同时研究发电机与电力系统的暂态过程，在计算中不能忽略电机方程中定子磁链的微分项，也不能将旋转电动势项中的转子速度看作常数（见同步电机数学模型）。在有些长过程的研究中，还要计及发电机组电磁与机械间的相互作用。发电机组的机械动态模拟是将机组转子视为一质量-弹簧系统，每一质量块有自身的转动惯量，是一刚性体，与邻近质量块之间通过弹性系数作用，并计及自身及相互间的阻尼（见次同步振荡分析计算）。一般采用单质量块的二阶转子运动方程来描述，次同步振荡计算时一般采用 6 质量块的轴系方程。

电动机模型可采用类似发电机模型的方法处理。

其他主要元件模型　电磁暂态计算中还包括下列元件模型：①非线性元件，如非线性电抗器、金属氧化物避雷器模型等，一般采用分段线性化的方法求解，也可采用多相戴维南简化网络和牛顿迭代法求解（见灵活交流输电系统数学模型）；②开关及各种电力电子器件模型；③控制系统模型，其中包括比例-积分-微分环节、逻辑判断以及采样、继电保护等各模块的模型。

电磁暂态过程计算的基本解法　电磁暂态计算一般都在相空间求解，它是在离散的时间点 Δt，$2\Delta t$，…，$n\Delta t$ 上求解各元件上的电压或电流值。在元件等值计算电路的基础上，将网络的暂态计算变成在各离散时间点上电阻网络的计算。一个有 n 个节点的网络可由 n 个线性代数方程式形成的节点方程组表示
$$\boldsymbol{G}\boldsymbol{u}(t)=\boldsymbol{i}(t)-\boldsymbol{I} \tag{13}$$
式中 $\boldsymbol{G}$ 为由网络中等值计算电阻形成的节点电导矩阵；$\boldsymbol{u}(t)$ 为节点电压列向量；$\boldsymbol{I}$ 为由 $(t-\Delta t)$ 时刻的电压和电流值计算而得到的等值电流源列向量。如果将网络分成两块，未知电压的节点属于块 A，已知电压的节点属于块 B，由式（14）求出未知电压为
$$\boldsymbol{G}_{AA}\boldsymbol{u}_A(t)=\boldsymbol{i}_A(t)-\boldsymbol{I}_A-\boldsymbol{G}_{AB}\boldsymbol{u}_B(t) \tag{14}$$
在初值计算的基础上，对于每一时步可以计算出式（14）的右端量，并从线性方程组解出 $\boldsymbol{u}_A(t)$。

电磁暂态计算程序 国际上普遍采用的计算程序是电磁暂态计算程序（electromagnetic transient program，EMTP），其特点是能够计算具有集中参数元件与分布参数元件的任意网络中的暂态过程。程序中采用的模型及计算方法均与现场试验的结果校核比较，精确度能满足工程计算的要求，求解速度快。EMTP 具有多个版本。具有与 EMTP 相似功能的程序还有德国的 NETOMAC，加拿大的 Micro Tran、PSCAD-EMTDC 等。

参考书目

道梅尔．电力系统电磁暂态计算理论．李永庄，等译．北京：水利电力出版社，1991.

夏道止．电力系统分析．2 版．北京：中国电力出版社，2011.

dianli xitong dianli pingheng

电力系统电力平衡 (power balance of electric power system)

电力系统中发电功率与电力负荷及网络损耗的平衡。根据预测的电力系统负荷来确定电力系统的发电容量。它是电源发展规划工作的组成部分。计算结果可用电力平衡表或电力平衡图表示，通常要做多个方案，反复平衡，才能得到预期的结果。电力平衡的内容包括工作容量计算、备用容量计算、水电平衡、火电平衡等。

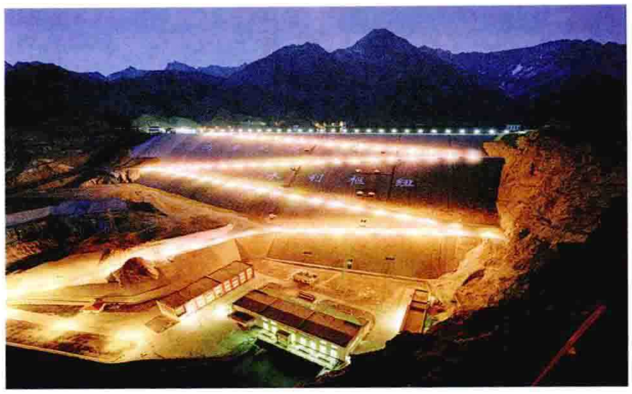
工作容量计算　在安排各类电源的工作容量时，一般按照如下原则：首先安排新能源发电机组。由于新能源发电具有随机性和间歇性，一般按保证容量参与计算，实际运行中通过系统调峰接纳新能源发电的保证出力以上的电力；其次安排常规水电站。按照水电厂的保证出力、强迫出力、预想出力及电力系统负荷曲线计算水电工作容量；常规水电之后，若峰荷还有位置，可以安排抽水蓄能电站；核电站以及热电厂的基本热负荷要求的发电容量宜带基荷。系统负荷减去上述电源的工作容量后即为火电工作容量。（见电力系统工作容量）

备用容量计算　用系数法或电力不足概率（loss of load probability，LOLP）计算出备用容量并在水、火电厂之间合理分配，求出水电备用容量及火电备用容量。（见电力系统备用容量）

备用容量与工作容量之和是保证系统安全可靠和不间断供电所必需的容量，称为必需容量。

水电平衡　水电装机容量与必需容量之平衡。由于水电厂（见图）在某些情况下运行水头低于设计水头或其他原因，水电厂的最大出力（也称预想出力）有时低于装机容量，装机容量与预想出力之差称为受阻容量。在进行水电平衡时，预想出力必须大于水电必需容量，两者之差称为空闲容量。在平衡时可能遇到如下两种情况：①空闲容量过大，此时需研究提高水电必需容量的可能性，如扩大联网或复核水电装机容量，研究减少水电装机容量的合理性；②空闲容量为负值，即必需容量大于预想出力，则应研究降低水电工作容量及备用容量的合理性，或研究扩大水电装机容量问题。

火电平衡　火电装机容量与必需容量的平衡。在平衡时，火电受阻容量及退役容量应予以扣除。通过平衡，可以确定火电新增装机容量投产的进度。平衡结果应使火电保持盈余。由于投资或其他原因的限制，无法增加足够的容量使火电保持平衡时，系统将发生缺电现象。



新疆乌鲁瓦提水利枢纽工程（1995 年 10 月开工，1999 年底第一台机组发电，工程具有灌溉、发电防洪、生态保护等综合利用效益）（中国电建所属水利水电建设集团公司　提供）

dianli xitong dianliang pingheng

电力系统电量平衡 (energy balance of electric power system)

在规定时间（年、月、日）内电力系统的需要电量与电力系统中各发电厂可发电量的平衡。当电力系统中有水电厂时，一般要进行不同代表水文年（即枯水年、平水年、丰水年，必要时特枯水年）的电量平衡。通过电量平衡可以求出各类电厂设备的年利用小时数、燃料消耗量、水电厂发电量的利用程度及需要新增机组和其投产时间，还可以计算地区与地区之间联络线交换电量的数值，以确定联网的合理性。电量平衡是电源发展规划的组成部分。

电量平衡内容　主要包括：①系统需要的电量；②水电厂的可发电量；③风电和太阳能发电的发电量；④火电厂（包括核电厂）的发电量（由系统需要的电量减去水电厂、风电场和太阳能电站的发电量）；⑤火电厂的年平均装机容量（根据上一年的年末火电装机容量及当年计划新增火电厂装机容量计算）；⑥火电设备年利用小时数（火电厂年发电量除以火电厂的年平均装机容量）。

电量平衡原则　在保证系统对用户充分供电、安全可靠运行的情况下使系统的总燃料费用最小。一般原则是：①优先利用水电厂、风电场和光伏电站的发电量；②充分利用热电厂热电联产的发电量以及核电电量；③凝汽式电厂按照能耗水平由低到高排序（能耗水平相同时，按污染物排放水平由低到高排序）依次增加出力。

电量平衡检验　应从火电设备年利用小时数、水电厂发电量的利用、热电厂热电联产发电量的利用、风电场及光伏电站发电量的利用四个方面进行检验。

火电设备年利用小时数　可用来检验电力系统的电量平衡程度。火电设备年利用小时数与发电设备的等效可用系数、火电厂（见图）在日负荷曲线的工作位置及系统备用容量的分配有关。根据中国的运行经验，一个供需平衡的电力系数，火电设备年利用小时数一般不应超过 5000h。当超过 5000h 时，电力系统就开始缺电，到 6000h 左右就会严重缺电。但在某些电力系统里，遇水电出现枯水年，且火电厂以

担任基本负荷为主时，火电设备年利用小时数允许达到6500h以上。

水电厂发电量的利用　水电厂的发电量应为系统充分利用，才能发挥水电厂的经济效益。在电量平衡中发现水电厂的发电量未被完全利用时，应按可用电量来评价水电厂的经济性。若未被利用的水电发电量是季节性的，则应重新论证水电厂为节省火电燃料、多发季节性电能而增设的发电容量（即重复容量）的合理性。



华电国际邹县发电厂（位于山东省邹城市，总装机容量4400MW，其中一期工程2×300MW，二期工程2×300MW，一、二期工程于1985～1989年投产；三期工程2×600MW，于1997年投产；四期工程2×1000MW，于2006、2007年投产。四期工程获2008年度全国优秀工程勘察设计奖）（中国华电集团公司　提供）

热电厂热电联产发电量的利用　在水电比重大的系统中，在丰水期可能发生热电厂热电联产的发电量不能为系统利用时（即系统最小负荷小于水电厂的强迫出力、热电厂热电联产的强制出力和凝汽机组最小出力之和时，热电厂必须降低出力而不能实现热电联产），同样应研究热电厂的建设规模及检查机组选型是否合理。

风电场及光伏电站发电量的利用　为节省一次能源，电网应优先接纳新能源发电厂的发电量。在电量平衡中确定新能源发电厂的利用小时数时，需要综合考虑电网接纳新能源发电的能力。电网接纳新能源发电量后将使火电利用小时数降低。

dianli xitong dianya bengkui

电力系统电压崩溃　(voltage collapse of power system)

电力系统或电力系统内某一局部，由于无功电源不足，运行电压过低，当达到极限值（保持电压稳定的最低电压值）以下时，产生了无功功率的缺额增大和电网电压进一步下降的恶性循环，以致输电线路过负荷跳闸，发电机失去同步而解列，结果造成大面积停电的事故状态。电压崩溃一般为局部性的，但其影响能够波及全系统。

电压稳定性　正常运行情况下，由于负荷的电压效应以及备用无功电源的作用，当负荷变动时，电网电压可以随时稳定在某一确定值，系统电压是稳定的；当电网电压低到某一数值之后，如果电源无功功率的减少量比负荷吸收无功功率的减少量大（如静电电容器的无功功率与电压的平方成正比），电网电压将不断地急剧下降，最终引起电压崩溃。电力系统中某一节点的电压稳定性可用 dQ/dU 作为判据（$Q=Q_G-Q_L$，式中 Q_G 为输入节点的无功电源，Q_L 为输出节点的无功负荷，其单位均为kvar，U 为节点电压）。当 $dQ/dU<0$ 时，节点电压是稳定的；$dQ/dU>0$ 时，节点电压是不稳定的；$dQ/dU=0$ 时，节点电压为极限值。在系统运行中可能发生电压崩溃的具体情况有：①无功电源不足的情况下，负荷大量增长（特别是感应电动机负荷）或运行电压接近极限值；②大容量机组失磁或断开；③大容量过励磁运行的调相机、并联电力电容器组的断开或故障；④输电线路负荷突增，如双回路跳开一回，使其需要的无功功率大量增加；⑤在受电地区，当失去对输电线路的无功功率支持或输送有功功率过多时；⑥在供电系统大量采用有载调压变压器，当无功电源不足时，这些有载调压变压器仍要维持供电电压，势必将上一级电压拉低，甚至会引起全系统的电压崩溃，这是电力系统发生大停电的一个重要原因。

防止电压崩溃的措施　主要有：①按照无功功率分层平衡与分区就地补偿的原则安装足够容量的无功补偿设备，是防止电压崩溃，做好电压调整的基础；②在正常运行中，要备有一定的可瞬时自动调出的无功功率备用容量，这在受电地区尤为重要；③在供电系统采用有载调压变压器时，必须配备足够的无功电源；④不进行大容量、远距离的无功功率输送，不用系统间联络线输送无功功率，各系统的无功功率要自行平衡；⑤高电压输电线路的充电功率不宜作为无功功率的补偿容量来使用，以防在输送大容量有功功率或线路跳闸时系统电压异常下降；⑥高电压、远距离、大容量输电系统，在中途及短路容量较小的受电端，设置静止补偿器、调相机等作为电压支撑，以防止在事故中引起电压崩溃；⑦在必要的地区安装自动低压减负荷装置，并预先安排好事故紧急限电序位。

参考书目

周双喜，朱凌志，郭锡玖，等．电力系统电压稳定性及其控制．北京：中国电力出版社，2004．

dianli xitong dianya texing

电力系统电压特性　(voltage characteristics of electric power system)

电力系统电压与负荷及电源之间的关系。电力系统各节点的电压通常情况下是不完全相同的，主要取决于各区的有功和无功供需平衡情况，与网络结构、网络阻抗有关，也与电力系统内的负荷特性和电源特性，以及电网的输变电设备包括电力电子设备的特性相关。

主要内容　涉及负荷的电压静态特性、无功电源电压特性、功率传输与电压的关系等方面内容。

负荷的电压静态特性　电力系统频率恒定时电压与负荷的关系。电压变化时，负荷呈正向变化，但无功负荷的变化远大于有功负荷的变化。经验数字为：电压变化1%，有功负荷变化1%～2%；无功负荷变化3%～6%。无功负荷包括电网中变压器与输电线路消耗的无功功率（无功功率损耗）和用户中各种用电设备消耗的无功功率，其中主要是大量使用的异步电动机，它对电力系统的无功负荷电压特性起了决定性作用。异步电动机的电压特性是：当电压在额定值附近时，电压降低，它所消耗的无功功率也降低；但当电压

降到某一值（为额定值的70%～80%）后再继续降低，它所消耗的无功功率反而增加。

无功电源电压特性　调相机、发电机、静止电容器、静止无功补偿器等都是无功电源设备。装在负荷中心附近的调相机，在电力系统电压偏低需要无功功率时可以过励磁运行，向系统输送无功功率；当系统电压偏高无功功率过剩时又可以欠励磁运行，从系统吸收相当于其额定容量50%～65%的无功功率，故具有良好的调压作用。发电机增减其无功出力可使电压升高或降低，但现代电力系统中的发电机大多远离负荷中心，以发送有功功率为主，仅在重负荷时发出无功功率用以补偿输电线路损耗，或在轻负荷时吸收线路的充电功率。静止电容器送至系统中的无功功率与其端电压的平方成正比，当系统电压下降时，其无功功率大量下降，使系统无功电源反而减少，不利于系统的电压稳定。各种类型的静止无功补偿器均有使其端电压维持恒定的特性，在需快速响应紧急提供无功功率的情况下，在一定范围内能按系统需要送出或吸收无功功率。

功率传输与电压的关系　发电厂发出的电功率输送到用户时，途经输、配电线路和各级变压器，在这些设备中产生电压损耗而使电压降低。简化计算电压损耗的公式为 $\Delta U=(P\times R+Q\times X)/U$，式中 ΔU 为电压损耗；P、Q 分别为流入设备端的有功功率和无功功率；R、X 为设备的电阻、电抗值；U 为功率流入设备端的电压值。P、Q、U 也可取流出设备端的数值。输电线路和变压器的电抗比电阻大几倍到几十倍，所以无功功率在电抗上造成的电压损耗很大。为保证用户的供电质量，应尽可能避免经电抗较大的设备传输无功功率。

电力系统电压调整与控制　需要考虑电力系统无功功率平衡，无功负荷与电压调节，输电线路的无功补偿等技术措施。

电力系统无功功率平衡　在系统运行中，按分层分区的原则使无功功率达到平衡且留有适当备用。分层是按电压等级分层，通过补偿使不同电压等级电网之间的无功潮流为零或尽可能减小。分区是按地区补偿，使本地区内的无功功率就地平衡，免除经过输电线路输送无功功率，以保持系统稳定和电压质量。系统中须有一定数量的无功功率备用容量，用来防止在大容量补偿设备、发电机组或输电线路发生故障后，系统缺少大量无功功率而发生电压崩溃或失去稳定。在一些地区（如受电地区），应装设一定容量的自动低压减负荷装置和采取事故时紧急限电拉路的措施，以防止发生电压崩溃。（见电力系统无功功率平衡）

无功负荷与电压调节　在分区就地平衡的基础上，补偿设备应具有调节能力，以便在负荷变化时保持电压在正常范围内。当采用有载调压变压器调节电压时，须有充足的无功功率补偿容量。对轧钢等大容量冲击负荷，采用静止无功补偿器补偿无功功率，可以平复电压波动和闪变。

输电线路无功补偿　为防止电压过高或过低，在输电线路两侧应配置相应的吸收无功功率的设备和补偿设备；若线路一侧接发电厂，则应充分利用发电机的调节能力；超高压输电线路应设置并联电抗器，用以补偿线路的充电功率。城市电网使用电缆线路较多，而电缆线路的充电功率较大，可采用并联电抗器进行补偿，以防止电缆线路轻负荷时产生的高电压。

dianli xitong dianya wending

电力系统电压稳定　(voltage stability of power system)

电力系统在正常运行或受到干扰后，凭借系统本身固有的特性和控制设备的作用，维持各节点电压在可接受范围内的能力。当电力系统节点电压不能维持在可接受范围内时，就会出现电压失稳或电压崩溃现象。电压失稳是指扰动引起的持续且不可控制的电压下降或升高过程；电压崩溃则是指伴随着电压失稳的一系列事件导致系统中相当大一部分停电或电压低到不可接受的过程（见电力系统电压崩溃）。

电压稳定分类　电压稳定可以按扰动的类型或按时间跨度分类。按扰动的类型，电压稳定可分为大干扰电压稳定和小干扰电压稳定；按时间跨度，电压稳定可以分为短期电压稳定和中长期电压稳定。

(1) 大干扰电压稳定。系统受大干扰（如系统故障、失去发电机、或电路事故等）后维持电压稳定的能力。电压稳定是由系统和负荷特性以及连续或断续的控制和保护的相互作用决定的。时域仿真是其主要分析方法。确定大干扰电压稳定需要通过足够长时间（几秒钟到数十秒钟）的电力系统非线性响应的检验。

(2) 小干扰电压稳定。当系统遭受小干扰（如系统负荷不断缓慢增加）后维持电压稳定的能力。它是由系统和负荷特性以及连续或断续的控制和保护的相互作用决定的。分析小干扰电压稳定可以在系统运行点附近，将系统方程线性化，进行线性化技术分析。灵敏度信息的计算在识别影响稳定性因素中很有用。然而，这种线性化不能考虑如变压器分接头改变控制（有死区、离散的时步、时间延时）等非线性影响，因此，线性和非线性分析结合作为一种补充方法使用。

(3) 短期电压稳定。电力系统发生故障或其他类型的大干扰后，伴随系统处理事故的过程中发电机之间的相对摇摆，某些负荷母线电压发生不可逆转的突然下降的失稳过程，又称暂态电压稳定。此时系统发电机间的相对摇摆可能并未超出使电力系统角度失稳的程度。

暂态电压稳定在时间跨度上与电力系统功角暂态稳定相当，为数秒钟。其可能是功角不稳定引起电压失稳，也可能电压失稳但功角没有失稳或两者同时失稳。其分析方法类似于功角暂态稳定性分析，需要求解合适的系统微分—代数方程组。（见暂态稳定计算）

引起短期电压不稳定的因素有：①恒功率负荷的比例（如用于驱动空调、热泵、制冷压缩机的低惯量电动机）持续增加；②城市热岛效应加剧和高负荷因子（负荷因子＝电动机有功负载/额定视在功率）空调电动机增加；③电力电子器件的应用，电压不灵敏负荷的总量持续增加；④输电系统负荷加重，接近热极限；⑤作为无功补偿的并联电容器组的不断增加；⑥直流输电与弱交流系统的联接等。

(4) 中长期电压稳定。主要涉及负荷的增长或功率传输的变化过程，并由于有载调压变压器、发电机励磁电流限制、恒温控制负荷、保护装置动作等的作用，使电压缓慢地趋于失稳状态。这个过程可持续至几分钟或几十分钟。如果适时地进行干预（如投入无功补偿设备），往往可以避免失

去电压稳定。其分析方法有中长期时域仿真和中长期准稳态仿真。静态分析可以用来估计稳定裕度、识别影响稳定性的因素，筛选大范围的系统条件和大量的场景。

电压稳定和功角稳定的联系与区别　电压稳定和功角稳定是电力系统稳定问题的两个方面，它们之间既密切联系又相互区别。两种稳定问题在电力系统中可能同时存在，只是在一定的条件下，功角稳定问题为主，而在另外的条件下，则是电压稳定问题为主。两者在系统中出现可能有先后，也可能同时出现。

区别主要在于两者由不同作用力（发电机驱动或负荷驱动）的不平衡引起，并且失稳现象在不同量（角度或电压）上表现得更明显。在紧张（重载）的系统状况下，功角稳定和电压稳定都一样不仅受扰动前有功潮流的影响，也受扰动前无功潮流的影响。

研究电压稳定与功角稳定关联性的方法有小干扰分析法、能量函数法、分岔理论以及向量场正规形理论等，这些方法各具优点，但也都存在一定的局限性。

影响电压稳定主要因素　①电网传输功率的能力，如电网传输参数、网络结构等。②电压支持设备的动态行为及相应的限制条件，如发电机的电压和无功调节能力、无功补偿装置、变压器分接头调节等。③负荷的动态行为，包括各种负荷的电压动态特性、负荷的恢复动态特性。④保护的快速性和协调性等。

改善系统电压稳定性措施　①发电系统措施：提高发电机短时励磁电流越限能力（强励），提供紧急无功支持；采用高压侧电压控制，加强与负荷系统的联系；正常时，发电机在高功率因数下运行，使发电机具有高的动态无功储备。②输电系统措施：增设输电线路，扩容变压器；采用可控补偿尤其是可控串联无功补偿来控制线路潮流；安装快速动作的保护装置，减少故障对系统的扰动；采用新的输电方式，如柔性直流输电，增强输电系统的无功调节能力。③负荷系统措施：在负荷侧安装动态无功补偿，减少网络中无功功率的传输，支撑扰动后负荷母线电压；使用自动低压减负荷装置，避免局部电压失稳的扩散，促使电压的恢复；在负荷中心建电源，减少有功的远距离输送，同时使输电系统的无功传输最小化；采用直流配电网，减轻负荷特性对电压稳定的不利影响。④区域电力系统措施：实施三级或二级电压控制；提高电力系统负荷极限，改善系统静态电压稳定性的发电（有功/无功）调度；基于广域保护的电压稳定紧急控制等。

参考书目

Carson W. Taylor. 电力系统电压稳定. 王伟胜，译. 北京：中国电力出版社，2002.

周双喜，朱凌志，郭锡久，等. 电力系统电压稳定性及其控制. 北京：中国电力出版社，2004.

汤涌. 电力系统电压稳定性分析. 北京：中国科学出版社，2011.

dianli xitong diaodu fenceng kongzhi

电力系统调度分层控制　(hierarchical control of electric power system dispatching)　按电力系统组织和结构分层次来分担全电力系统运行调度和控制的任务。电力系统是一个庞大的跨地域辽阔的系统，不可能仅靠一个调度控制中心来集中统一调度控制，因此世界各国电力系统都采用分层调度控制。全系统的监视控制任务分属不同层次，下一层调度组织除完成本层次的调度控制任务外，还要接受上一层调度组织的调度命令并向其传送有关的信息。采用分层控制的优点很多，主要是与组织结构相适应、系统可靠性提高、系统响应改善等，还便于调度自动化系统的功能扩充、系统升级和分期投资。图1中给出了一个三级分层调度控制结构的示意图。

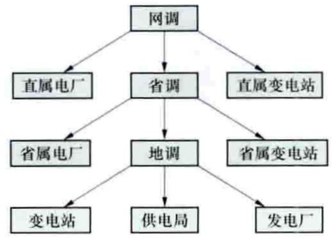


图1　三级分层调度控制结构示意图

（1）与组织结构相适应。电力系统调度控制的分层结构和调度组织结构一致。由于调度控制既有全网性的也有局部性的任务，大量的局部性调度控制任务可以由下层相应的调度机构来完成，而全网性或跨地区性的调度可以由上层相应调度机构来完成，责任清晰，便于协调。

（2）系统可靠性提高。采用调度分层控制方式后，调度自动化系统也相应分层设立，因而当某一层次调度自动化系统停运或故障时，不致影响全系统调度自动化功能的实现，而且相应层次的调度自动化系统还有备用和互补作用，从而提高了整个系统的可靠性。

（3）系统响应改善。电力系统的调度控制对实时性要求很高，采用调度分层控制方式使运行信息的采集和处理分散化，大大减轻信息传输的压力；不同层次的调度控制任务由不同层次调度自动化系统并行处理，高层次调度控制中心处理系统级的综合性信息，侧重经济和全局性的安全问题，实现全局调整，响应速度要求相对不高；低层次调度控制中心处理区域级的局部性信息，侧重安全和电能质量，实现就地控制，响应速度要求高。采用分层结构既可以保证控制的快速性，又可以实现全局优化的调度控制目标。

中国电力系统调度的分层控制结构　《中华人民共和国电力法》规定，电网运行实行统一调度、分级管理；各级调度机构对各自调度管辖范围内的电网进行调度，依靠法律、经济、技术并辅之以必要的行政手段，指挥和保证电网安全、稳定、经济运行，同时维护各利益主体的利益。按照中国《电网调度管理条例》规定，调度机构分为五级：国家调度机构，跨省、自治区、直辖市调度机构，省、自治区、直辖市级调度机构，省辖市级调度机构，县级调度机构。①国家调度机构，包括国家电力调度控制中心（简称国调）和南方电网调度控制中心。②跨省、自治区、直辖市调度机构（简称网调），国调下属的有东北、华北、华东、华中、西北五个网调，南方电网不再设置网调。③省、自治区、直辖市级调度机构（简称省调），中国有30多个。④省辖市级调度机构（简称地调），中国有将近400个。⑤县级调度机构（简称县调），中国有2000多个。

中国华北电网调度控制中心的调度控制大厅见图2。

随着电网的发展和电力体制改革的深化，中国电网公司一直在优化电网调度控制的层次结构，趋势是减少层次。



图2 中国华北电网调度控制大厅
（国家电网公司华北分部 提供）

各级电网调度控制中心的职责和任务 见中国电力系统。

各级电网调度控制中心的调度自动化系统功能 中国电网调度自动化系统的基本功能是实现监控与数据采集（supervisory control and data acquistion，SCADA），这在各个层次的调度控制中心都必须配置。省级及以上较高层级的电网调度控制中心的调度自动化系统中还配备有对发输电系统进行分析和辅助决策的能量管理系统（energy management system，EMS）高级应用软件。对于地区级及以下的电网，调度控制中心一般不承担发电调度任务，调度自动化系统的主要功能是电力系统在线静态安全分析和负荷调整，通过开关操作、电容器的投切和变压器分接头的调控，在保证电网运行安全情况下实现对负荷的连续供电。

dianli xitong diaodu guanli

电力系统调度管理 （dispatching management of electric power system） 为确保电力系统安全、优质、经济运行，依据有关规定对电力系统生产运行、电网调度系统及其人员职务行为进行的计划、组织、指挥、协调及控制的总称，又称电网调度管理（dispatching management of electric power network）。在中国，电力系统调度管理依照《电网调度管理条例》进行。1993年6月29日，国务院发布了《电网调度管理条例》；2011年1月8日，该条例根据《国务院关于废止和修订部分行政法规的决定》进行了修订。

调度管理体制 （dispatching management institution） 分统一调度和联合调度两种基本模式。通常，统一电网采用统一调度，而联合电网采用联合调度。

统一调度 对全电力系统的负荷平衡、发电厂出力分配、发供电设备检修安排、电能质量调整和安全经济运行等进行统一的调度。调度原则是系统各组成部分服从全电力系统的最大利益，使电力系统达到安全、优质、经济运行。

联合调度 互联电力系统按相互之间签订的协议进行的调度，又称合同调度。组成互联电力系统的各电力系统实行独立的经济核算，在系统内部实行统一调度，在系统外部即在各电力系统之间实行联合调度。互联的电力系统之间按预先订立的协议或通过临时协商，进行电力与电量的交换、事故支援、协调安全准则等。参加互联电力系统的各个调度机构是相互平等的。

调度机构 又称电力系统调度（power system operator）。调度机构是执行市场交易计划，进行电力系统正常和事故情况下的运行调度，实现电力系统的有功和实时平衡，保证电力系统安全、稳定、优质、经济运行的机构。实行统一调度的电力系统，设有最高一级的调度机构，在其下依电网的电压等级、系统结构和发电厂容量大小或按地区分设若干第二级、第三级调度机构。中国按《中华人民共和国电力法》和《电网调度管理条例》的规定实行统一调度、分级管理的体制，共设五级调度机构，即国家调度机构（简称国调），跨省、自治区、直辖市调度机构（简称网调），省、自治区、直辖市级调度机构（简称省调），省辖市级调度机构（简称地调），县级调度机构（简称县调）。下级调度机构服从上级调度机构在调度业务上的领导，并严格执行上级调度机构的调度命令。调度命令（dispatching command）是电力系统值班调度员按照规定的权限对其调度范围内的下一级调度机构值班调度员和发电厂、变电站值班人员下达的调度任务和指令。电力调度的主要职责是保障电网的安全稳定运行；保证发电与用电的瞬间平衡；保证主网电能质量符合国家标准；优化资源利用，获得整体最大效益；按电力交易市场规则进行即期交易。

中国国家调度机构的全称是国家电力调度通信中心，简称国调中心，是国家电网公司的一个运行管理部门。国调中心负责国家电网的调度运行管理，直接进行跨区输电和大区电网联络线及有关厂站的调度指挥，同时对国家电网内影响直调系统运行的其他调度机构管辖设备实行许可调度，对部分重要电厂送出联络线实行授权调度。在互联电网发生严重事故时，还可对其控制电厂直接下达调度指令。截至2012年底，国调中心直接调度范围包括：1000kV长治—南阳—荆门特高压交流扩建工程，三峡、阳城、锦界、府谷、向家坝右岸、锦东、官地电厂及其送出系统，华北—华中500kV交流联网系统，华中—华东直流联网系统，国网—南方直流联网系统，东北—华北直流背靠背联网系统，华中—西北直流联网系统（含灵宝背靠背直流和德宝直流系统），共有1000kV变电站3个、±800kV换流站4个、660kV及以下电压等级厂站38个（含电厂7个、换流站16个）。国调中心直接调度设备共计有：1000kV特高压交流线路2条、总长640km，±800kV特高压直流线路4条、总长3966km，±660kV直流线路2条、总长1334km，500kV交流线路53条、总长5587km，±500kV直流线路12条、总长5419km，330kV交流线路1条、长80m，发电机组54台、总容量3455万kW（其中水电机组40台、容量2765万kW，火电机组14台、总容量690万kW），1000kV特高压变压器6组、总容量1800万kV·A，500kV变压器8组、总容量650万kV·A。

国外调度机构有多种模式。法国电力系统为统一调度模式，最高一级调度机构为中央调度所，下设7个地区调度所，地区调度所之下设若干配电中心。实行联合调度的电力系统，有的设联合调度机构，如日本本土9个电力系统组成的联合电力系统有两级联合调度机构（见《综合卷》日本电力工业）；有的不设联合调度机构，如欧洲输电运营商联盟电力系统。

调度管理 一般包括安全基础管理、生产运行管理、调度计划管理、继电保护和安全自动装置管理、电力系统自动化管理、电力系统通信管理、并网调度与管理、调度标准化管理等，同时还包括对系统人员的培训管理等。

安全基础管理 包括电网安全稳定运行、调控机构自身安全、设备隐患排查治理、电网应急能力等方面的管理。

（1）电网安全稳定运行管理。统筹主网稳定管理，强化调度计划缓解风险管控，将国务院发布的《电力安全事故应急处置和调查处理条例》的事故标准作为制订调度计划的前提约束，落实安全预控措施。

（2）调控机构自身安全管理。加强集中监控安全管理。通过调控一体化，实现变电设备集中监控，并规范监控业务。

（3）设备隐患排查治理管理。吸取国外大停电事故教训，加强共性缺陷和反事故措施管理，重点核查主力机组的励磁系统和涉网保护的重要参数，加强电力二次安全防护能力。

（4）电网应急能力管理。健全主备调常态运转机制，定期开展备调切换演练，提升调度应急保障能力。规范省级以上调度应急预案编制流程，促进各级调度协调联动，提高应急处置能力。

生产运行管理 包括运行计划管理、运行调度管理、运行方式管理。

（1）运行计划管理。电力系统运行计划是提供给调度安排电力系统生产的计划，分年、季、月、周、日运行计划等。内容主要包括：①电力系统负荷预计；②有功功率、有功电量、无功功率的平衡计划，以及有功功率和电量的交换计划；③经济调度方案；④设备检修进度表；⑤新设备起动方案；⑥电力系统运行接线方式；⑦系统稳定、短路容量、潮流分布、调压等计算分析及有关措施；⑧系统的频率和电压调整措施；⑨事故对策；⑩水库调度等。不同时段的运行计划侧重点有所不同，不同层次调度机构的运行计划内容也不尽相同。

（2）运行调度管理。由于电力生产、传输和消费是同时完成的，所以必须对发电、输电、变电、配电等各个环节实行统一调度，分级管理。值班调度员的职责主要是：①保持发电出力与供电负荷平衡，调整系统频率和电压；②监视系统运行状态和设备安全情况，处理发生的异常现象和事故；③执行和调整交换计划，实现电力系统经济运行；④下达设备检修、改变系统运行方式、处理事故、新设备投入运行等有关的操作命令。运行调度控制的手段有人工与自动两种，前者如对事故的处理，后者如自动发电控制、频率调整、信息收集及在线安全分析等，通过能量管理系统（EMS）来实现。运行调度监视画面如图所示。

（3）运行方式管理。根据电力系统运行方式，分析各项运行控制（特别是事故处理策略）是否正确，从中找出经验与教训，用于改进调度管理和提高调度人员工作水平。分析中遇到的属于电网结构、电力设备或各种装置的问题，向有关部门提出，以求解决。电力系统运行分析人员的主要职责是：①熟知电网各种运行方式和参数；②熟练使用计算工具研究电网不同运行方式中的电压、潮流和稳定等问题；③对于出现的问题，尤其是系统运行方式上的问题，要善于提出各种改进措施和对策；④掌握现代电网的技术发展方向，力求把新技术用于本电网，以提高电网运行水平；⑤参与电网规划设计的有关工作。



电力系统运行调度监视画面（国家电网公司　提供）

调度计划管理 在中国，跨省电网管理部门和省级电网管理部门必须编制发电、供电计划，并将发电、供电计划上报国务院电力行政主管部门备案。调度机构编制下达发电、供电调度计划。值班调度人员可根据电网运行情况，调整发电、供电调度计划，并必须填写调度值班日志。

继电保护和安全自动装置管理 继电保护和安全自动装置是保证电力系统安全运行的重要技术手段。管理人员的主要职责是：①监视设备运行状况；②整定计算和协调；③对设备动作情况进行统计分析，提出改进措施；④参与新设备的选型、试验和起动调试；⑤进行全过程技术监督；⑥定期对工作人员进行培训和交流。

电力系统自动化管理 调度自动化系统的功能是利用计算机系统协助调度人员实时监视、分析和控制电力系统运行。为此，在调度部门配置能量管理系统（EMS）、管理信息系统（MIS）以及相关的数据传输网等。自动化管理人员的主要职责是：①保持自动化系统正常运行，维护数据库；②开发新功能、进行设备更新；③参加自动化规划和设备选型，不断用新技术提高调度运行水平；④对下属调度进行指导、培训，参与现场设备的故障处理等。

电力系统通信管理 有两种模式：①电力系统的通信全部或大部分租公用事业单位的设备；②电力系统自己独立构成通信系统。在中国，电力系统调度通信多属后一种。调度机构的通信管理工作主要是：①监视和维护运行设备，保证通信畅通；②根据用户要求，提供可靠的数据通信网；③通信频率管理；④参与通信规划和工程建设、设备选型和调试，保证通信系统与电网同步发展。

并网调度与管理 并网运行的发电厂或电网，必须服从调度机构的统一调度。需要并网运行的发电厂与电网之间及电网与电网之间，应当在并网前根据平等互利、协商一致的原则签订并网协议并严格执行。

调度标准化管理 包括推行流程及标准操作程序、统一规范运行统计分析、开展标准化管理工作。

dianli xitong diaoduyuan

电力系统调度员 (electric power system dispatcher)

电力系统运行的监视、控制和指挥者。调度员在规定的调度范围内行使指挥权，指挥的对象主要是下一级调度机构

的值班调度员、发电厂值长和变电站值班长。

调度员的主要职责是保证电力系统安全经济运行，并向用户或供电商供应可靠的、符合质量标准的所需电力、电能和热能。在开展电力市场的电力系统中，调度员还要实施电力交易计划。调度员应具有与其工作相适应的学识和良好素质，并需经过严格训练和考试合格后才能上岗。

调度员值班工作　实行调度员昼夜轮流值班的工作制度，每班（值）2～3人（也有4～5人的），其中一人为第一调度员或称班（值）长，其他为第二调度员、第三调度员，或称主值调度员、副值调度员。第一调度员是全班工作的负责人，调度员之间有明确的分工。值班调度员的主要工作是：①以电力系统日调度计划为依据指挥电力系统运行，监视电力系统的运行状态，及时调整非正常工况，防止设备过负荷和防止超过安全稳定极限，保持电压水平，保证供电需求，提高电力系统的可靠性和经济效益；②指挥与监督电力系统频率调整，首先使用能量管理系统（energy management system，EMS）中的自动发电控制功能进行调整频率，必要时调度员参与调整；③发布电力调度计划、倒闸操作和设备检修等调度命令（亦称指令）；④指挥电力系统事故处理；⑤与互联电力系统的值班调度员交换信息，协调工作，保证全互联电力系统的安全稳定和经济运行（见互联电力系统经济调度）；⑥实施电力交易计划，按公开、公正、公平的原则维护各方利益；⑦集中监控电网内的变电设备运行；⑧进行规程规定的变电设备远方遥控操作。

调度员的素质和培训　电力系统值班调度员应有较高的技术水平和思维能力，主要要求是：①具有良好的逻辑判断和推理能力，能在电力系统出现异常和发生事故时以及条件多变的情况下，迅速做出准确判断和正确地发布操作命令或利用遥控设备直接进行操作；②熟悉并严格遵守有关调度规章制度；③在从事调度员工作之前就具有电气工程师、发电厂或输电线路运行技术人员的工作经验；④熟悉所辖电力系统和电力设备的情况、性能与特征；⑤熟悉电力市场交易规则和交易运作过程；⑥善于与人相处；⑦具有流畅准确的语言表达能力；⑧掌握一定的计算机知识，能熟练地使用调度自动化设备和调度通信设备。

调度员任职前都要进行严格的培训和任职资格考试。培训的主要内容有：①行业教育，熟知电力调度工作的性质和任务，学习电力系统有关的规程、制度等，以提高对电力系统调度工作的认识；②现场实习，选择不同类型的发电厂、变电站跟班实习，在发电厂值长、变电站值班长的指导下学习发供电设备的运行知识；③调度值班岗位实习，掌握电力系统接线方式、设备参数、继电保护与安全自动装置的配备和定值整定、调度自动化设备和调度通信设备的使用方法以及电力市场运作等，在任职调度员的监护下，可进行电力系统频率和电压的调整工作；④事故演习，其目的是使实习人员掌握电力系统事故处理的基本原则，对在值的调度员进行周期性的事故演习训练以提高其处理事故的能力，一般是利用调度员培训模拟系统（它是EMS的一个组成部分）进行演习。

中国的一些电力系统，对大专院校的毕业生和研究生，经过1～2年的培训，通过考试合格可任职第二（三）调度员，再经过2～3年的调度值班工作的实践并经考试合格，可任职第一调度员。

dianli xitong diaoduyuan chaoliu

电力系统调度员潮流　（operator power flow of electric power system）　基于电力系统实时状态估计结果，结合外网等值模型，生成当前电网潮流的能量管理系统软件功能。调度员（见电力系统调度员）可以利用电力系统调度员潮流进行调整、操作，进行改变电网运行方式的分析计算；也可以基于电力系统调度员潮流进行电网动态分析、电压稳定（见电力系统电压稳定）分析、优化分析等特殊的网络分析计算；还可以基于不同数据源起动电力系统调度员潮流，实现实时态、研究态、预测态、规划态等不同场景的网络分析应用。它是能量管理系统中电力系统实时网络分析应用软件中的核心功能之一。

发展历史　电力系统调度员潮流是在电力系统状态估计基础上发展起来的。经过多年的不断发展，它已是调度员日常调度工作中使用最为频繁的能量管理系统应用软件功能。20世纪90年代，随着计算机计算速度的快速提高，跟踪系统变化，自动连续运行，快速计算出故障引起开断后的潮流已成现实，潮流计算已经可以满足在线安全稳定分析和预警的需要，电力系统调度员潮流的功能也得到扩展，发展为在线潮流。

性能要求　电力系统调度员潮流需要有灵活变化和修改运行方式的能力，要求算法收敛性好，调度员使用方便。这需要将算法、数据库管理、图形界面、软件任务调度等有机结合，通过大量实用化工作，集成为一个使用灵活、功能强大的系统。

基本算法　因为需要在线应用，因此对潮流计算速度的要求很高。电力系统调度员潮流中使用的主要算法有牛顿法和快速分解法（见潮流计算）。除了常规潮流计算，电力系统调度员潮流的算法还包括外网等值和潮流调整等。

（1）外网等值。电网调度控制中心监控的电网只是全局电网的一部分，称为内部电网（内网），内部电网之外的电网称为外部电网（外网）。虽然潮流计算在内网上进行，但是需要考虑外网对内网的影响，需要建立外网模型，尤其进行开合环操作时更是如此。这通过电力网化简与等值来实现。由上级电网调度控制中心对下级电网的外部电网进行外网等值，并将计算得到的外网等值模型下传到下级电网调度控制中心，下级电网调度控制中心将外网等值模型“贴”到内部电网模型的边界节点上，作为内部电网模型的一部分参与自己电网的潮流计算。

（2）潮流调整。调度员在进行各种操作和调整过程中，可能会发生某些元件的物理量越界，需要调整潮流使其回到界内。发电机无功出力越界时，需要改变发电机机端电压的给定值，使得发电机无功回到界内；当负荷母线电压越限时，需要改变负荷母线的无功负荷（切负荷或并联无功元件），使得负荷母线电压值回到界内；有时还需要改变某些发电机的有功出力，来调整某条联络线或者某簇联络线的有功潮流，进行联络线功率的调整；还可以通过调整某些发电机母线的电压来改变某些负荷母线电压。这些都是调度员潮流需要提供的基本功能。

参考书目

张伯明，陈寿孙，严正．高等电力网络分析．2版．北京：清华大学出版社，2007.

dianli xitong diaoduyuan peixun fangzhen xitong

电力系统调度员培训仿真系统 (dispatcher training simulator of electric power system) 采用数字仿真的方法来模拟调度员（见电力系统调度员）操作和实际电力系统物理变化过程的计算机系统，简称调度员培训仿真系统（dispatcher training simulator，DTS）。系统用于培训和考核调度员，也用于电力系统反事故演习、电力系统运行方式的研究、电力系统继电保护的校核以及充当调度自动化系统的离线测试工具。1977年，美国开发成功第一个调度员培训仿真系统。1995年，清华大学首次提出电网模型的图模库一体化建模技术，改变了传统的能量管理系统的建模工作。

电力系统调度员培训仿真系统应满足正确性、实感性、灵活性要求：①正确性。能正确再现所模拟的电力系统的物理过程。②实感性。能逼真地再现所处调度控制中心的工作环境，即与调度控制中心具有相同或基本相同的人机界面、操作台和控制手段等，使学员在培训中有身临其境的感觉。③灵活性。有灵活的培训支撑功能，包括教案的准备、过程的记录和结果的评估等。

图1给出了电力系统调度员培训仿真系统的概念图。实际调度系统包括实际电力系统和电网调度控制中心的自动化系统。电力系统调度员培训仿真系统是实际调度系统的“镜像系统”。采用数字仿真的电力系统模型来模拟实际电力系统，用调度室模型来模拟真实的调度室。

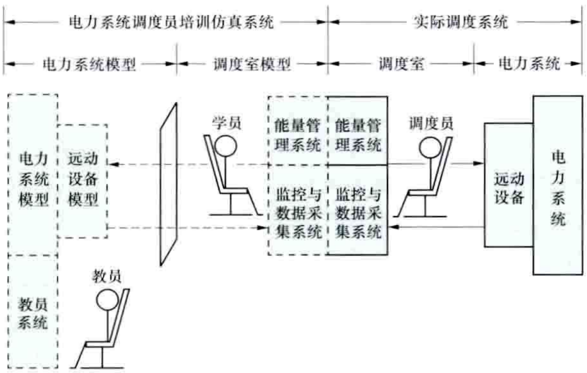


图1 电力系统调度员培训仿真系统概念图

电力系统调度员培训仿真系统的使用人员分为教员和学员。被培训的学员坐在与实际调度室环境相似的学员室中充当调度员，接受培训；而有经验的教员坐在教员室中，利用教员系统，负责培训前的教案准备，控制仿真过程，设置电网事故，并充当厂站操作员，执行由学员下达的“调度命令”，并在培训结束后评价学员的调度能力。

电力系统调度员培训仿真系统的主要功能有：①对调度员进行电力系统正常操作的训练。②对调度员进行事故处理的训练。③对调度员进行电网恢复过程操作的训练。④联合反事故演习。⑤对调度员进行在线调度自动化系统使用的训练。⑥给计划及运行方式人员提供分析检修情况和电力系统新增设备投入情况的对策分析。⑦运行方式的研究和事故后分析。⑧对规划态电网的研究。⑨对调度自动化系统测试等。

系统构成 电力系统调度员培训仿真系统主要由教员台系统和学员台系统构成（见图2），其中教员台系统包括电力系统模型（power system model，PSM）和仿真支持系统（instructor system，IS）；学员台系统则由控制中心模型（control center model，CCM）构成。一方面，通过教员台系统中的电力系统模型计算产生连续变化的电网运行状态，并通过远动系统模型将结果发送给学员台系统；另一方面，通过学员台系统中的控制中心模型监视和分析电力系统模型的运行工况，并且通过模拟遥控和遥调方式对电力系统模型进行控制。该过程完全模拟了电力系统中电力生产、传输和调度的过程。

图2所示的电力系统调度员培训仿真系统软件结构包括电力系统模型、控制中心模型和仿真支持系统三部分。

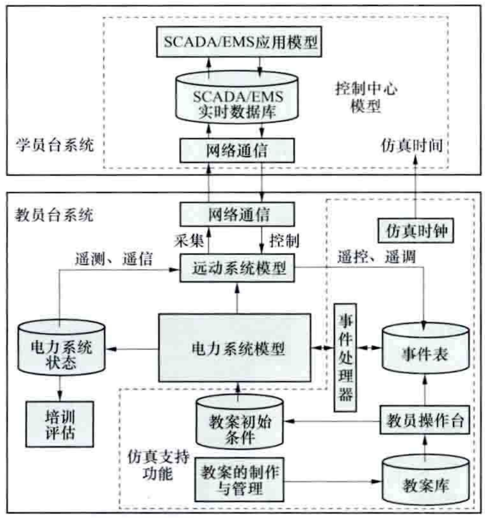


图2 电力系统调度员培训仿真系统基本功能模块及其关系

电力系统模型 模拟电网在正常和紧急状态下的静态或动态过程，实时模拟电网的静态和长期动态行为，准实时模拟电网的暂态和中期动态过程，模拟系统内的继电保护和安全自动装置及其拒动和误动行为。仿真规模视被仿真的电力系统情况而定。

控制中心模型 模拟实际电网的调度控制中心，可以直接使用真实的监控与数据采集/能量管理系统（supervisory control and data acquisition/energy management system，SCADA/EMS）充当控制中心模型；或者模拟真实监控与数据采集/能量管理系统的所有功能开发控制中心模型，并尽可能做到一致。前者已经成为主流。控制中心模型功能包括真实控制中心的监控与数据采集系统和能量管理系统高级应用功能，能够实现与真实控制中心相同的报警、操作和分析功能，而且具有与真实控制中心相同或类似的人机交互系统。控制中心模型是电力系统调度员培训仿真系统学员台中的软件系统。

仿真支持系统 仿真支持系统用于教员制作教案、调节和控制电力系统模型及控制培训过程，它是教员台系统的一部分。该系统应有灵活的培训支持功能，教员可用仿真支持系统灵活设置各种事件，编制各种教案，可很方便地建立培训的初始条件。培训时教员还可以用仿真支持系统方便地设置、修改、删除和插入各种事件，执行学员下达的各种调度命令，控制和监视培训进程。仿真支持系统具有灵活控制仿

真过程的功能，如暂停、恢复、快照（人工触发和自动触发）、快放、倒回重放和慢速演示等功能，教员台操作应灵活、方便。同时，仿真支持系统还需要提供培训/考核结果的自动评估功能。

仿真室结构 电力系统调度员培训仿真系统仿真室分为学员区和教员区，两者之间用单向透明玻璃隔开，如图3所示。教员区内设一个或多个教员台，其好处是：①可以分别为多组人员提供协同培训。②在反事故演习时由多个教员分工操作，降低劳动强度。学员区可以配置多个学员台，典型配置为三个，分别为主值台、副值台和见习值班员台，这样与实际调度班组的组成基本一致。

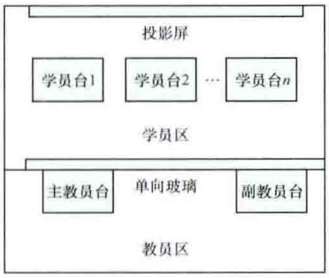


图3 电力系统调度员培训仿真系统仿真室结构示意图

投影屏安装在学员区的墙上，可以自由切换到一个学员台或教员台上。投影屏一般用于仿真观摩和点评。图4是某省级电网调度控制中心的培训仿真室。

实现技术 主要有支撑平台、仿真支持系统、电力系统模型和控制中心模型等方面的技术。



图4 电网调度控制中心培训仿真室

支撑平台的实现技术 包括系统软件和应用软件支撑平台两大部分。系统软件包括操作系统及其开发环境和关系型数据库管理系统等，现代电力系统调度员培训仿真系统一般与监控与数据采集/能量管理系统基于统一的支持平台构建，或采用相似的技术，通常采用跨平台技术。应用软件支撑平台包括：①采用“图模库一体化”技术的图形及人机界面系统。②实时数据库管理系统。③事件处理服务器。④网络通信和进程管理系统。⑤Web应用系统。⑥用户应用程序接口等。

仿真支持系统的实现技术 一般支持教员与学员之间互动的培训模式和学员自学模式两种培训模式。仿真支持系统可以完成培训前的准备、培训过程中的操作和控制、培训后的评估等功能。①培训前的准备。主要是教案的制作与管理，包括教案初始条件和教案事件表两方面。启动教案的初始条件包括从离线教案启动、从能量管理系统数据启动和从历史教案启动；教案事件表是预先制订的在培训过程中对电网模型发生影响的事件序列。对于制作完成的教案，还需要通过教案验证软件来验证，以保证教案正确并满足培训要求。②仿真过程控制。任何对系统产生影响的事情都以带时标的事件来驱动，通过控制仿真时钟的时刻、速度等，实现对仿真过程的控制。③培训后的评估。利用培训过程中记录下来的仿真模型运行工况和事件给接受培训的学员打分，对培训效果进行评估。

电力系统模型的实现技术 采用稳态和准稳态模型，包括发电机模型、负荷模型、有载调压变压器分接头模型、系统频率模型等。电力系统稳态仿真采用动态潮流，不考虑机电暂态过程，只考虑系统操作或调整后的频率变化、潮流变化，用稳态电量启动自动装置，并用逻辑方法模拟继电保护动作。电力系统元件的动态模型包括同步发电机、原动机调速器、发电机励磁调节器、电力系统稳定器、动态负荷等。为了培训调度员对电力系统暂态的理解，电力系统调度员培训仿真系统中采用时域仿真模型来模拟电力系统遭受大扰动后的暂态过程，也有用机电暂态仿真和定值比较法起动继电保护动作。电力系统调度员培训仿真系统也需要模拟电力系统中长期动态过程，中期过程持续10s至几分钟，而长期过程则可持续几分钟至十几分钟，需要建立火电厂动力系统和水电厂动力系统的动态模型，中长期过程动态仿真也采用数值积分的方法。电力系统二次设备模型包括继电保护模型和安全自动装置模型，采用基于组件化思想设计，先由底层构造组件，再由组件构成设备，最后生成二次设备模型库。

控制中心模型的实现技术 包括监控与数据采集/能量管理系统模型，是调度自动化主站系统（或称调度控制中心系统）的模拟系统，既可以直接采用实际调度控制中心的监控与数据采集/能量管理系统（称之为“培训态”），也可以采用与之功能和人机界面相似的模拟系统。

电力系统调度员培训仿真系统和能量管理系统的一体化 能量管理系统和电力系统调度员培训仿真系统两者使用的数据和包含的功能很多是相同的，两者服务的对象也相同，需要一体化设计。包括支撑平台、应用功能、数据结构和应用程序级的一体化。

（1）支撑平台的一体化。采用统一的数据库管理系统、图形和人机交互系统、网络通信系统、进程管理系统等。

（2）应用功能的一体化。能量管理系统和电力系统调度员培训仿真系统应用系统内部无缝连接，每台工作站可以根据需要进行配置，同时运行培训态能量管理系统和电力系统调度员培训仿真系统应用系统。

（3）数据结构和应用程序级的一体化。能量管理系统与电力系统调度员培训仿真系统应用系统的数据库定义和数据结构保持一致，相同的功能和算法细节采用完全相同的源代码。

上述三个一体化层次中，数据结构和应用程序级的一体化是最高程度的一体化，实现了能量管理系统和电力系统调度员培训仿真系统在软件上最大程度的可重用性，进一步降低程序的冗余度，提高了系统的可扩展性，模型和算法的改进会同时给能量管理系统和电力系统调度员培训仿真系统带来益处。由于能量管理系统和电力系统调度员培训仿真系统一体化后两者的模型、算法相同，所以当输入数据相同时计算结果也相同。还可方便地实现传统能量管理系统和电力系统调度员培训仿真系统功能互补，增强原有各自系统的功能。

未来发展 使用高性能集群计算机进行并行计算，提高动态仿真速度，获取动态实时仿真效果。利用计算机远程通信网，进行多级调度控制中心之间远程异地联合培训和反事

故演习。对于地区电网调度控制中心和变电站仿真相结合，实现调控一体化仿真。发展机电电磁混合仿真技术，采用电磁暂态精确模拟直流系统，机电暂态模拟交流系统，构建机电电磁混合仿真系统用于实现交直流混合系统的精确仿真。电力系统调度员培训仿真系统由单一的调度员培训功能扩展为作为电网调度控制中心其他人员的研究工具。例如，运行方式人员通过仿真器制定更好的运行方式，研究反事故措施，进行系统分析及继电保护、安全自动装置的整定等。

dianli xitong diaodu zidonghua

电力系统调度自动化 （dispatch automation in electric power system） 综合利用信息采集、通信、计算机和电力系统分析等技术，实现电力系统运行调度决策、控制和管理自动化的总称。实现电力系统调度自动化的系统由设置在调度控制中心的主站系统、设置在发电厂或变电站的自动化系统和通信系统组成，实时采集电力系统运行参数的电气量和非电气量信息，对电网运行状态不间断地进行实时监视与控制，实现经济调度、安全分析和事故处理，是电力系统安全经济运行的重要保证，是现代电力系统不可缺少的组成部分。随着计算机技术的发展，调度自动化系统经历了专用计算机、通用计算机、分布式计算机、基于网络化的开放系统结构四个发展阶段。（见能量管理系统）

发展历史 早期电力系统规模较小，调度员在调度中心利用电话了解各发电厂、变电站的运行状况，调度命令也通过电话下达。由于这种方式实时性差，常常造成事故得不到及时处理而扩大，导致较大的经济损失。随着电力系统规模的扩大，电话调度已经不能适应电网运行的要求。20世纪60年代末和70年代初，以远动技术为基础，欧美等国家开发了计算机监控与数据采集（supervisory control and data acquisition，SCADA）系统，直接应用于电力系统调度，此时的监控与数据采集系统还没有实时网络分析等应用功能，调度员还需要凭经验调度。20世纪70年代初，随着以状态估计为代表的电力系统实时网络分析应用的出现，监控与数据采集系统逐渐发展为能量管理系统（energy management system，EMS）。能量管理系统具有电网在线静态安全分析功能，可以支持分析型调度。20世纪90年代以来，随着高性能计算技术的逐渐成熟，动态安全分析已经可以在线运行；随着同步相量测量装置（phasor measurement unit，PMU）的广泛应用，电网调度从稳态监控逐渐发展到动态监控。1996年，中国研发的调度自动化支撑平台CC－2000在东北电网投入运行。为了帮助调度员对电网运行情况进行全面的了解和决策，除了能量管理系统外，调度中心内部还建成投运了一些专用的调度自动化辅助子系统，对电力系统调度控制的自动化起到重要作用。

为了适应智能电网的发展，需要将电网调度控制中心调度自动化系统的各种应用功能一体化集成。中国国家电网公司组织研发建设了新一代智能电网调度技术支持系统。该系统由调度自动化系统支撑平台和实时监控与预警类应用、调度计划类应用、安全校核类应用、调度管理类应用等四大类应用组成，集成了调度自动化各类应用系统功能，并已成功应用于中国国内大多数省级及以上电网调度控制中心。

系统构成 调度自动化系统由调度自动化主站系统、厂站自动化系统和通信系统组成。调度自动化主站系统包括调度自动化计算机系统、调度自动化系统支撑平台、监控与数据采集和调度自动化各种应用系统等。厂站自动化系统包括发电厂自动化系统和变电站自动化系统。通信系统包括光纤通信、微波中继通信和电力线载波通信等。

主要业务和功能 包括电力系统运行状态的监视、告警和综合预警，电力系统潮流的调整与控制，电力系统运行情况的安全分析、稳定裕度评估和在线辅助决策，电力系统调度计划的制订和安全校核，电力系统调度管理五个方面。

发展展望 总体发展趋势是使对电网的调度控制变得更综合更全面，从经验型向分析型最终向智能型方向发展，从被动分析型向主动预警型方向发展，从稳态数据监视向包括环境状态的全面监视方向发展，整体上朝着数字化、标准化、智能化方向发展。面向各种调度业务，面向调度生产全过程，全面实现调度工作各个环节的自动化。调度自动化系统的体系结构和决策方式也将发生重大变化。体系结构由集中式向分布集中式方向发展，决策机制由集中式向分布自治与集中协调相结合的方向发展，并满足风电和光伏发电等新型电源接入以及电动汽车等新型负荷接入电网后对电网运行进行能量管理和运行控制的需要。（见风电和光伏发电并网调度系统）

参考书目

张明光．电力系统远动及调度自动化．北京：中国电力出版社，2010.

王士政．电力系统控制与调度自动化．北京：中国电力出版社，2008.

吴文传，张伯明，孙宏斌．电力系统调度自动化．北京：清华大学出版社，2011.

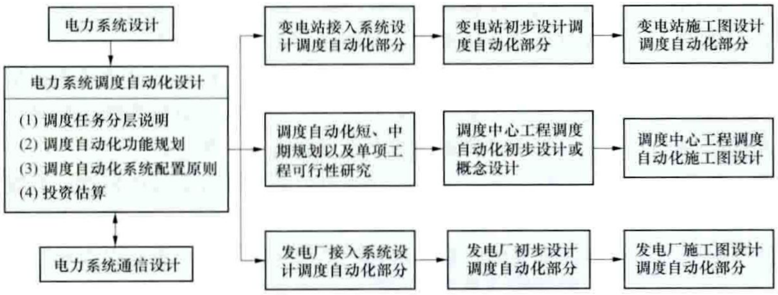
dianli xitong diaodu zidonghua sheji

电力系统调度自动化设计 （power system dispatching automation planning） 为电力系统建立调度自动化系统提出系统功能规划和技术装备配置方案的一项系统设计。它是电力系统设计的组成部分。这项设计工作必须以电力系统发展规划、调度管理体制和调度职责分工为依据，从分析电力系统特点、运行需要和基础条件出发，提出与调度关系相适应，符合可靠性、实用性和经济性且便于扩充发展的总体方案及实施步骤。图中所示为电力系统调度自动化设计流程图。

电力系统调度自动化设计的主要内容包括调度任务分层说明、调度自动化功能规划、调度自动化系统配置原则和投资估算。

调度任务分层说明 电力系统调度管理系统是一种调度任务分层系统，即分层控制系统。其层次根据电力发展过程所形成的电力系统结构、运行特点和管理体制而定。随着电力系统的发展，各级调度的管理范围和控制任务也会发生变化（见电力系统调度管理和电力系统调度分层控制）。调度自动化设计首先需要对设计年限内和设计范围内所涉及的电力系统调度层次及其调度任务和各种设备的调度隶属关系进行说明，作为确定调度自动化功能及系统配置的前提条件。

调度自动化功能规划 电力系统调度自动化的基本功能包括：监控与数据采集（supervisory control and data acquisition，SCADA）控制、自动发电控制（automatic generation



电力系统调度自动化设计流程图

control，AGC）（见有功功率与频率自动控制）和经济调度控制（economic dispatching control，EDC）（见电力系统经济调度控制）、安全分析（security analysis，SA）、电能量计量（见电能量计量系统）。调度任务不同，其对调度自动化功能的要求也不同。低层次的调度主要承担局部性的运行管理和直接操作任务，一般只实现以不同水平的SCADA功能为基础，增加变电站、水电站集中控制功能和负荷管理、控制功能。高层次的调度由于承担具有全局性影响需广泛协调的调度管理任务，需采用以SCADA功能为基础，进而实现AGC/EDC和SA功能，并发展其他功能，构成能量管理系统。

在功能规划中需要根据不同层次调度的任务和职责范围，并分析电力系统的特点、运行需要和基础条件，提出调度自动化总的功能要求，各项功能的具体内容及其实施步骤。

监控与数据采集（SCADA）控制　它是各级调度都需要的基本功能，但不同的调度，其采集和监控的具体内容也不同。设计中需要从提供调度监视电力系统运行工况、实施调度计划、保证电能质量和加快事故处理等要求出发，确定遥测、遥信内容和遥控、遥调对象，并对上行、下行信息进行分类统计，对信息的处理方式提出要求。

地区电力网中的降压变电站、梯级水电站群和配电站往往由地区调度或其所属的集控站（或梯级调度站）进行集中控制或实现无人值班，以提高运行质量、改善劳动条件、减少运行人员及节约城市用地。设计中需要在分析设备的可控性、通道质量、道路条件和安全维护措施的基础上，提出集中控制的总体方案，确定信息采集内容和控制、调整对象，并对新建变电站的建设方式提出意见。

在大中城市中，为了加强负荷管理，由控制中心对工厂、企业的配电设备和用户的用电设备进行集中控制。设计中需要根据被控对象的特点和可靠性、经济性要求，提出控制方案和通信方式。

自动发电控制（AGC）和经济调度控制（EDC）　按维持电力系统频率质量、减少系统时钟误差、维持互联系统的联络线交换功率和交换电量按协议在低能耗和低成本条件下运行，并根据电力网结构、调度关系、网络和设备约束条件、能源和机组特性等因素，提出控制系统总体方案。方案中包括控制指标、控制方式、调整准则、系统所需调整容量、调整厂的选择、调整容量的平衡、实施步骤和对调整厂或调整机组的技术要求。在安排调整厂时要有一个合理的布局，以利系统安全经济运行。

安全分析（SA）　在分析电力系统运行特点并完善数据采集与监控功能的基础上，提出实用的安全分析功能内容和需要具备的软件和硬件环境条件，还处于逐步成熟和发展阶段，主要应用于大电力系统，逐步实施。

电能量计量　为适应电力市场及商业化发展需要，以高精度智能电能表为基础，在需要结算和计量考核的节点处采集各类电能量数据，作为电能量计量的唯一数据源，并以适当的方式传送到调度中心的电能量计量系统进行处理。在进行电能量计量系统的设计中，必须充分考虑采集数据的唯一性和采集数据的可靠性。

调度自动化系统配置原则　按调度自动化系统的计算机系统、厂站端系统、人机联系系统三个主要组成部分分别提出其配置原则。此三者互有联系，且是一个有机的整体。

计算机系统　其硬件由计算机、外存储器、输入/输出设备等组成。其软件包括系统软件、支持软件和应用软件。

计算机系统配置取决于系统总体功能规划和技术要求，应采用具有较好的可扩展性、可维护性、兼容性及较高的可靠性和性能价格比的系统。在设计中需着重考虑其规模、机型性能和系统结构。计算机系统配置规模由采集的数据和监控对象的数量、厂站端终端设备类型及数量、调度自动化系统之间交换的数据类型及数量、外部设备的类型及数量、通道数量及信息传送速率及计算机中央处理器负荷率的要求及其估算条件、对信息处理和反应速度的要求等条件所决定。在电力系统调度中心尚应考虑大屏幕投影系统、计算机机房布置、供电电源及环境温度等要求。计算机系统结构取决于对可靠性和系统扩充发展的灵活性等要求，其形式可以是多种多样的，但以网络技术为基础的分布式开放体系结构使用最多。

计算机软件应与其硬件配套，并满足系统功能要求。选用具有操作效能高的计算机系统，使得投入运行的系统便于扩充和发展，延长使用寿命，发挥投资效益；配置适合电力系统特点的响应速度快、可维护性强和可扩展性好的实时数据库管理系统和人机联系管理系统等支持软件；建立与应用软件功能相适应的响应速度快、可扩性好和使用方便的应用数据库；配备实时数据采集与监控软件。其他应用软件如自动发电控制和经济调度控制软件及安全分析等软件可根据需要逐步扩充，但操作系统、支持软件和硬件的基本配置和系统结构应能适应功能扩充和开发新的应用软件的要求。

厂站端系统　主要由远动装置、广域相量测量装置、厂站端电能量计量装置、调度数据网厂站端接入设备和厂站端二次安防设备组成。

（1）远动装置。包括主站设备和远动终端。主站设备可与前置-主机分层系统结构中的前置机合并，也可作为以网络技术构成的分布式系统结构的一个通信服务器。远动装置设计中应统一考虑信息配置内容和传送方式、远动规约和接口要求。远动装置根据上行、下行信息内容、数量及规定的远动规约进行选型；对属于多个调度中心调度管辖的厂站要考虑信息采用逐级传送或分别直接传送的要求；根据信息分层、传送方式、传送速率和可靠性要求，以及通道条件等因素确定信息传输网络。

（2）广域相量测量装置。应根据电力系统功角监测的要求，采集电网关键点的同步相量功角信息，并及时通过专用网络或通道上传调度中心。

（3）厂站端电能量计量装置。包含电能量处理器、关口表和考核表，负责关口计量点和考核点的电能信息采集、存储并上传调度中心。

（4）调度数据网厂站端接入设备和厂站端二次安防设备。专门用于实现厂站端与调度端数据互联互通的网络设备和安全设备。

在考虑厂站端电力调度专用网络的接入方案时应设置不同的虚拟专用网络，用于传输不同安全等级的数据信息。对于需要与多个调度中心互通信息的厂站，其调度数据网的接入方案应与之相适应。

由于上述厂站端设备所采集的信息安全等级不同，设计中应按照电力系统二次安防的要求分别接入与之安全等级相对应的电力调度专用数据网的不同虚拟专网中。其中远动装置和广域相量测量装置所采集的信息安全等级最高，应接入专门用于传输实时控制信息的虚拟专网，电能量计量信息则次之，接入用于传输非实时控制信息的虚拟专网中。

人机联系系统　包括大屏幕投影系统、打印和记录设备以及模拟屏及控制器等。设计中需对各种设备尤其是屏幕显示器和大屏幕投影系统或动态调度模拟屏的功能进行合理划分，使之在运行中提高效率；还应提出各种设备的配置规模和技术性能要求。

投资估算　根据计算机系统、厂站端系统和人机联系系统的配置规模，调度室、计算机机房布置、供电电源等提出总的投资估算和分项投资估算。

dianli xitong dongtai moni

电力系统动态模拟　(electric power system dynamic simulator)　由专门设计制造的小型发电机、变压器及其他电力系统元件的模拟设备组成的一种与原型电力系统动态性能相一致的物理模拟装置。电力系统动态模拟的理论根据是相似理论，即模型中的各种物理量相对于原型中对应的物理量缩小了某一比例，并满足相似条件。电力系统动态模拟主要适用于研究电力系统的机电暂态，包括改善电力系统运行性能的措施、研究和考验新的控制保护装置、校验电力系统分析软件、培训人员及教学等。

模型装置的构成　电力系统物理模型由各种元件的模型组成，这些元件包括发电机、变压器、输电线路、负荷、电力电子设备及其他设备的模型等。

发电机模型　分为同步发电机（调相机）模型和新能源发电模型两种。

（1）同步发电机（调相机）模型。如图1所示，采用专门设计的小容量、低电压电机来模拟原型电机，其主要参数的标幺值和用标幺值表示的特性应与原型相同。转子电阻需采用特殊设备来补偿；机械惯量不足时可增设飞轮片，过大时也可用专门设备来补偿。旋转励磁机通常采用小容量电机来模拟，静止励磁系统和调节器多采用电子装置来模拟。原动机用直流电动机来模拟，调速器用电子装置来模拟，模拟原动机时主要模拟其转矩特性，蒸汽容积效应和水锤效应也需要模拟。

（2）新能源发电模型。风力发电采用专门设计的小型电机和控制器来模拟，既要考虑风机特性又要考虑风电场特性，应能真实反映稳态功率、转速和动态过程。光伏发电可采用太阳能光电池阵列、逆变器及其控制系统模拟。



图1　电力系统动态模拟中的发电机元件

变压器模型　采用专门设计的小容量、低电压变压器模拟原型变压器。变压器模型的主要参数的标幺值和用标幺值表示的特性应与原型相同，常需要采取特殊措施增大漏抗。

输电线路模型　如图2所示，采用Π型元件或T型元件组成的链形网络模拟原型输电线。Π型元件或T型元件由电抗器、电阻和电容器组成。在模拟双回路输电线时应模拟双回路间的互感。模型的频率特性应与原型相同。线路上的串联电容器或并联电抗器也需要模拟。



图2　电力系统动态模拟中的线路元件

负荷模型　由适当比例的旋转电机、照明、电热、制冷等组成负荷模型，旋转负荷的转矩特性也应当模拟。

电力电子设备模型　直流换流设备、固定及可控串联电容补偿装置、可控并联电抗器、静止无功补偿装置、故障电流限制器等电力电子设备采用专门设计的模型来模拟，模型的控制及调节逻辑应与实际设备一致。

其他设备模型　主要包括量测系统模型和试验控制系统。

（1）量测系统模型。通过专用电压互感器、电流互感器、仪表及波形记录装置详尽准确地记录模拟系统的测量值。电压互感器和电流互感器应能模拟原型互感器的特性，电子式互感器模型的输出数字规约应与原型互感器一致。

（2）试验控制系统。通过专门设计的控制系统实现对短路、振荡、高阻接地等异常情况的模拟和对断路器、负荷开

关的控制。断路器一般用接触器来模拟，对断开时间有严格要求时也采用双向晶闸管及控制电路组成的装置来模拟。

模拟系统的使用 首先画出原型的系统接线图，并按照选定的电压基准值和容量基准值计算各标幺参数。其次，选择适当的电压比例系数和容量比例系数，使模型各元件与对应原型的主要参数的标幺值尽可能相等，转子时间常数、输电线路元件的数量与抽头等可调参数也需要调整，使之与原型标幺值参数相等。最后将经过调整的各种元件按系统图接线，即可实验。

电力系统动态模拟的优缺点 优点是：①物理性质真实，物理模型可自动地计入非线性、非正弦、非工频等复杂因素，无须人为将各种需要考虑的因素计入，对某些还不够清楚的新现象，物理模型可用来校验理论和计算公式；②直观，研究者可直接观察到研究结果，获得清晰的物理概念；③可方便地接入继电保护、安全自动装置、励磁调节器等实物进行实验。主要缺点是：①建造代价大；②参数难于调整；③规模不可能太大，模拟复杂系统困难。

电力系统动态模拟的发展及展望 电力系统动态模拟20世纪20年代开始出现，50年代初一些国家建立了较完备的实验室，如中国于1958年开始了动态模拟实验室建设工作。60～70年代得到进一步发展，作为一种实验研究工具对推动电力系统科学研究和生产发展起了重要作用。70年代以后，虽有部分工作被数字计算机取代，但仍有无法被取代的功能，已建实验室仍在广泛应用。90年代特别是进入21世纪后，针对特高压输变电、电力电子装备、新能源发电和智能电网等技术和装备进行了大量的模拟研究，对新能源接入、微电网、超导输变电和电动汽车充放电设施等的动态模拟技术研究也不断深入。

dianli xitong dongtai wending

电力系统动态稳定

(dynamic stability of electric power system) 电力系统受到干扰后，不发生振幅不断增大的振荡而失步，能够回复到起始运行方式或达到新的稳态运行方式的能力。这种稳定主要是涉及发电机组的阻尼转矩问题。阻尼转矩是指当发电机的转子转速变动时，发电机反应于这种转速变化的转矩。当这种转矩的作用是阻止转速变化时，称为正的阻尼转矩；反之，则为负的阻尼转矩。当发电机受到某种干扰后，使它的转子转速发生变化，正的阻尼转矩是使发电机恢复稳定运行的必要条件，否则发电机的功率角将在摇摆过程中不断增大，以至失去同步。影响发电机阻尼转矩的因素很多，发电机的转子本身就具有正的阻尼作用（如阻尼绕组，转子表面感生的涡流等），各种调节器也都对阻尼转矩产生影响。

动态稳定计算分析的目的是在规定的运行方式和故障形态（包括小扰动和大扰动）下，对系统的动态稳定性进行校验，确定系统中是否存在负阻尼或弱阻尼振荡模式，并对系统中敏感断面的潮流控制、提高系统阻尼特性的措施、并网机组励磁及其附加控制系统及调速系统的配置和参数优化以及各种安全稳定措施提出相应的要求。

动态稳定计算分为小干扰动态稳定计算和大干扰动态稳定计算。前多采用基于电力系统线性模型的特征值分析法；后者采用基于数值积分的时域仿真法。

动态稳定性的判据是系统阻尼转矩系数或阻尼功率系数大于零，即 $\frac{\mathrm{d}T_D}{\mathrm{d}\omega}>0$ 或 $\frac{\mathrm{d}P_D}{\mathrm{d}\omega}>0$，系统是动态稳定的；$\frac{\mathrm{d}T_D}{\mathrm{d}\omega}<0$ 或 $\frac{\mathrm{d}P_D}{\mathrm{d}\omega}<0$，系统是动态不稳定的；$\frac{\mathrm{d}T_D}{\mathrm{d}\omega}=0$ 或 $\frac{\mathrm{d}P_D}{\mathrm{d}\omega}=0$，为系统临界状态，也应视为不稳定。动态稳定按照所受干扰大小，可分为大干扰动态稳定和小干扰动态稳定两种。

大干扰动态稳定 电力系统受到大的扰动后，在自动调节和控制装置的作用下，保持较长过程的功角稳定性的能力。通常指电力系统受扰动后不发生发散振荡或持续的振荡，是大扰动功角稳定的另一种形式。大干扰动态稳定必须用非线性方程来描述的动态稳定过程。

大干扰动态稳定性的判据在时域解上表现为系统在受到扰动后，在动态摇摆过程中发电机相对功角、发电机有功功率和输电线路有功功率呈衰减振荡状态，电压和频率能恢复到允许的范围内。

大干扰动态稳定性的运行标准为：大干扰后系统动态过程的阻尼比至少应达到0.01～0.015。

大干扰动态稳定计算分析要求：其计算时间应达到10～15个振荡周期，根据功角摇摆曲线、有功功率振荡曲线和中枢点电压变化曲线可以确定系统的阻尼比和大干扰动态稳定性；在其他稳定计算中发现有弱阻尼振荡趋势时，应进行大干扰动态稳定计算；对未列入需进行暂态稳定计算的、但通过分析有可能造成功率大转移、形成局部弱联体系的故障，也要进行大干扰动态稳定计算分析。小干扰动态稳定指扰动量足够小，系统可用线性化状态方程描述的动态稳定过程。小干扰动态稳定计算分析通常要考虑分为正常方式和检修方式两种情况，其基本内容应包括系统特征值计算；系统中主导振荡模式的阻尼特性分析；系统中负阻尼或弱阻尼振荡模式的模态分析（参与因子、特征向量和特征值灵敏度分析等）；在模态分析的基础上，选定电力系统稳定器等的配置方案、模型和参数；校核电力系统稳定器的阻尼效果。对于计算中出现负阻尼和弱阻尼的情况，应给出时域仿真校核结果。

小干扰动态稳定 小干扰动态稳定性的判据在频域解上表现为是各个振荡模式的阻尼比大于零。为保证系统具有适宜的小干扰动态稳定性，设定系统阻尼比标准：阻尼比小于0为负阻尼，系统不能稳定运行；阻尼比介于0～0.02为弱阻尼；阻尼比介于0.02～0.03为较弱阻尼；阻尼比介于0.04～0.05为适宜阻尼；阻尼比大于0.05，系统动态特性较好。在正常方式下，区域振荡模式以及与主要大电厂、大机组强相关的振荡模式的阻尼比一般应达到0.03以上；故障后的特殊运行方式下，阻尼比至少应达到0.01～0.015。

在基于时域仿真的条件下，正弦振荡曲线阻尼比的近似计算公式为

$$\zeta=\frac{\ln(A_I/A_{I+N})}{2N\pi}$$

式中 ζ 为阻尼比，A_I 为第 I 次振荡的幅值，A_{I+N} 为第（$I+N$）次振荡的幅值。当时域仿真曲线为非标准衰减正弦曲线时，上式可以用来求得 N 次振荡的平均阻尼比。

dianli xitong duanlu dianliu peihe

电力系统短路电流配合

(power system short circuit current level coordination) 电力系统各级电压电力网中

的发电厂和变电站的输变电设备和设施的技术参数和性能与目前及预测的电力系统短路电流水平的配合。由于现代大电力系统的不断发展，单机容量和发电厂装机容量、变电站的变电容量、大城市负荷和负荷密度的增大以及大电力系统的互联，出现了新的突出问题，即系统中各级电压电力网的短路电流也不断增大，当增大至一定水平时，电力网中的各类输变电设备如开关设备、变压器及互感器、阻波器及电抗器以及变电站的母线、架构、导线、支持绝缘子和接地网都必须满足由于高短路电流水平引起的更高、更严格要求。因此短路电流的配合既是现有电力系统运行中的重要问题，也是现代电力系统设计和规划中的极重要问题。

影响短路电流水平的因素　主要包括：①电力系统容量，包括发电厂的装机容量、发电机组的单机容量及主接线方式。②系统的电压等级及其发展阶段。③大容量发电厂、发电厂群的布局与地理位置（距受端系统或负荷中心的远近），及其接入主干网架方式。④电力网结构的紧密程度及不同电压等级电力网间的耦合程度。⑤接至枢纽变电站的发电和变电容量（特别是自耦变压器的容量）。⑥电力系统互联的强弱程度和互联方式。⑦变压器中性点接地方式及数量（主要影响单相接地短路电流）。

短路电流水平和配合　随着电力系统的发展，在不同发展阶段，由于电力系统功能的变化，使得短路电流水平及配合措施也将不同。

（1）在电力系统发展的初级阶段，即开始建设某一级电压电力网时，短路电流处于一般水平，开关设备和变电站设施对电流的开断能力和动、热稳定水平均大大超过该级电压电力网的短路电流水平。

（2）第二阶段，即该级电压电力网全面发展时，大量发电容量接至该级电压电力网，在电力网中的某些点和核心部分短路电流水平将大幅度提高，并逐步接近开关设备的额定断流容量。短路电流水平不配合的问题可能在少数变电站出现。

（3）第三阶段，更高一级电压的输电线路开始出现至形成高一级电压电力网前。在这一阶段原有电压电力网仍是系统中的主要输电网，但随着高一级电压电力网的发展，将逐步降低其输电网的作用而逐步转变为配电网。大容量发电厂已开始接至高一级电压电力网，但可能形成不少环网和高低压环网，原有电压电力网的短路电流将大幅度增加，出现严重的不配合问题。限制短路电流增大成为系统中一个紧急的问题。

（4）第四阶段，即高一级电压电力网已全面发展阶段。此时原有一级电压电力网已成为配电网，只接有地区性电厂和个别大容量单元机组，电力网分片解列运行已成为限制短路电流水平的主要手段。

由以上电力网发展的阶段来看，第三阶段是最关键的，电力网将出现最大短路电流，而到第四阶段短路电流水平不会再增加，还有可能下降。这已被许多国家的电力系统发展过程所证实。

确定短路电流水平配合原则　应从技术上和经济上协调选择一个合理的短路电流水平，需要着重考虑的问题包括：①短路电流水平上限值的选择取决于断路器（见《输电与变电卷》断路器）的开断容量，输变电设备和设施的动、热稳定，对其他弱电线路的干扰及危险影响和接地网的接触电压和跨步电压等。短路电流水平越高，所需费用越大。②电力网结构对短路电流水平有决定性影响。如果发电厂和变电站过于集中、电力网电压过低、环网过多等，都可能造成电力网中局部地区的短路电流水平过高。③从保持电力系统稳定运行和抗干扰动能力考虑，系统中各枢纽点必须维持一定的短路电流水平，保持系统电压有足够的稳定性，以保持短路故障后的电力系统稳定性和发电厂的安全稳定运行以及减小电网中大负荷波动对其他用户的影响。④为了保证系统继电保护的可靠性和灵敏度，也必须保持适当的短路电流水平。如果系统或发电厂（特别是多机组大容量水电厂）的运行方式和潮流变化很大，则需研究专门措施。⑤在设计新建变电站（尤其是特、超高压大容量变电站）时，对设备的选择和设施的设计应根据设备更换的难易、增容改造所需费用及预期短路电流水平值综合考虑。对易换性设备，如开关设备、电流互感器等，按远期的短路电流水平要求选择；对更换和改造难度很大的设备和设施，如母线、架构、接地网等，除按远期较高的水平来选择和设计外，还应再留有必要的裕度。⑥在规划系统预期的短路电流水平目标值时，必须考虑对已有变电站各项设备和设施的影响。因为对现有变电站某些设备和设施的更换或改造不仅投资很大，而且由于运行条件限制往往是非常困难的，同时对规划而言，也是一个重要问题。⑦虽然从开关设备来看，制造厂已可提供开断容量高达100kA的高压大容量设备，但因需求量少，价格很高，而且变电站其他设备的费用也将随之增大很多，并将影响现有变电站的设备，因此要加以合理限制。

世界上许多国家的电力系统，大都根据电力系统自身的发展需要和断路器的制造能力及供应条件，确定适应当前及一定发展阶段的允许短路电流水平限制值。中国在2006年颁发的《城市电力网规划设计导则》也对城市电力网各级电压的短路电流水平限制值做了一般性规定，但对750kV超高压及1000kV特高压输电电压还未做规定。表1列出中国各级电压电力网的短路电流水平一般限制值。

表1　中国各级电压电力网短路电流水平一般限制值

电压（kV）	短路电流水平一般限制值（kA）
1000	50、63
750	50、63
500	50、63
330	50、63
220	40、50
110	31.5、40
66	31.5
35	25
20	16、20
10	16、20

随着现代大电力系统的进一步发展，短路电流水平将急剧增加。中国的华中、华东、华北、东北、西北、南方电网随着一批大型电厂的投产，其短路电流将提高到一个新的高水平。如三峡水电站左、右岸两电厂的500kV母线直接相连时，母线三相短路电流达到100kA左右，左、右岸两电厂的500kV母线不相连时，即分两厂运行，母线三相短路电流也达到50～60kA。预期2015年以前，各大电网220kV及330～750kV超高压电力网将有不少厂（站）的母线短路电流水平超过表1的限制值，达到50kA或63kA。如何合理限制短路电流并在中国国内制造出适应高短路电流

水平的设备，已成为系统规划、设计、运行部门和制造厂家的重要课题。

短路电流增大引起的问题和危害　电力系统短路电流水平过高，将引起一系列问题。

（1）造成电力网中的断路器、隔离开关、电流互感器、母线及支持构架大型化和大量更换，建设费用大大增加。特别是开关设备需要经常大批更换，安装更大容量的设备，有的甚至引起发电厂电气部分和降压变电站的大规模改造。

由于短路电流水平过高，已运行变电站需要采用大容量开关设备，其可能带来的问题及分析见表2。

表2　采用大容量开关设备可能带来的问题及分析

设备名称			问题	措施
变电站	变压器		B1	更换
变电站	空气断路器		A	更换
变电站	GIS	断路器	A	更换
变电站	GIS	母线	B	更换
变电站	GIS	套管式电流互感器	D1	更换
变电站	电流互感器		D1	更换
变电站	母线	绝缘子串	B2	改进
变电站	母线	支架	B2	改进
线路	架空线		C	加强或更换
线路	导线、间隔棒		C	更换
线路	通信线		D2	采用光缆或屏蔽线

注：1. A为断流容量不够。
2. B为机械强度不足；B1表示内部应力过大；B2表示磁力过大。
3. C为载流量不够。
4. D1表示电流互感器铁芯饱和；D2表示有干扰。

（2）接地电流增大引起跨步电压和接触电压增大，危及人畜生命。

（3）单相接地电流增大，对与电力线平行的弱电通信线路、铁路信号及无线电广播会感应危险的高电压造成严重的干扰。

限制短路电流水平的措施　主要从电力系统结构和设备两方面采取措施。另外，由于电力系统短路绝大部分是单相短路，因此对单相短路电流要采取相应措施。

（1）在电力系统结构上采取措施降低短路电流：①贯彻电力网“分层分区”原则，在高一级电压电力网形成后，适时将低一级电压电力网解列分片运行。②尽量减少不同电压等级的环网。③电力网解列或多母线运行或母线分段运行。④不同容量的机组应分别接入相适应电压等级的电力网，大容量电厂和机组直接接至最高一级电压电力网，发电厂之间不直接相连，避免远方电源在送电端或中途互联。⑤受端系统中的大型发电厂可考虑以发电机、变压器、线路组单元方式直接接入就近的变电站或开关站。⑥结合电力系统规划及时采用更高一级电压。⑦在必要时，两个大电网采用直流或背靠背方式连接，可以隔离互联电网间短路电流的传输，并具有直流联网其他效益。

（2）在设备上采取措施：①采用高阻抗变压器限制低压侧短路电流。②采用分裂电抗器或分裂绕组变压器。③采用串联电抗器或其他限流设备。如2001年美国纽约电网的联合爱迪生系统在四回345kV线路串接了四台电抗器，中国上海500kV电网双回黄渡—泗泾500kV线路泗泾侧安装了串联电抗器，中国浙江500kV电网仁和—瓶窑500kV线路瓶窑侧安装了故障限流器（见图）。2005年，高温超导限流器在湖南省高溪变电站投入运行。④限制或不采用自耦变压器作为系统联络变压器。



瓶窑500kV变电站串联谐振型故障电流限制器
（中国电力科学研究院　提供）

（3）限制单相短路电流的措施：①限制变压器中性点直接接地的数量。②变压器中性点经小电阻或小电抗接地。这对某些大容量多机组的水电厂特别重要。一是因为若变压器中性点直接接地，当全部机组都运行时，则单相短路电流会过大；二是因为水电厂运行方式受水情影响，开机数目变化可能较大，因而零序阻抗变化很大，不利于继电保护的整定。如葛洲坝大江电厂的发电机-变压器组的主变压器500kV侧中性点为经小电抗接地。③限制或不采用自耦变压器。④发电机-变压器组的升压变电器中性点不接地，此时需提高变压器中性点绝缘水平。⑤某些国家，如美国、俄罗斯等，在条件允许时，将部分大容量Yyd接线自耦变压器三角形绕组侧开口或采用Yy接线，不带第三个三角形绕组的变压器，这种方法在其他国家极少采用。

见短路电流计算。

dianli xitong fadian diaodu

电力系统发电调度

（generation dispatching of electric power system）　对发电机的运行状态进行调整，以保证系统功率平衡，系统频率和联络线交换功率保持在规定的数值或区间的调度控制方式。它是电力系统调度自动化能量管理系统（energy management system，EMS）中的一项基本应用功能。

电力系统发电调度包括电力系统负荷预测、电力系统发电计划和电力系统经济调度控制等与发电机有功出力调整有关的应用。电力系统发电计划包括开停机计划、火电计划、水电计划、水火电计划、联络线交换计划等。电力系统发电调度和有功功率与频率自动控制一起，保证电力系统运行中功率平衡、频率合格、区域间交换功率满足规定要求。

参考书目

于尔铿，刘广一，周京阳，等．能量管理系统（EMS）．北京：科学出版社，1998．

吴文传，张伯明，孙宏斌．电力系统调度自动化．北京：清华大学出版社，2011．

dianli xitong fadian gonglüyinshu

电力系统发电功率因数 (generation power factor of electric power system) 电力系统中所有发电机发出的总有功功率与总视在功率的比值。电力系统发电功率因数是电力系统运行参数之一，它表明电力系统中无功补偿的合理性。根据无功功率就地平衡的原则，发电机发出的无功功率只需满足发电厂厂用电、附近用户需求以及就近电力网无功功率损耗即可。所以，电力系统发电功率因数应保持接近于1的较高水平。

dianli xitong fadian jihua

电力系统发电计划 (generation schedule of electric power system) 发电设备在规定周期内的运行计划安排。即在给定燃料计划和检修计划并在满足系统负荷需求和电网运行约束情况下，制订次日一天到几天每个时段各类机组的运行状态和发电机输出功率的计划安排。电力系统发电计划包括机组开停机计划、火电计划、水电计划、水火电计划、联络线交换计划等，用能量管理系统（energy management system，EMS）应用软件中的发电计划软件离线完成。

开停机计划（unit commitment） 给定次日24h的系统负荷曲线，在满足电力系统发电机出力和负荷平衡，满足备用约束，考虑机组运行费用、机组起动费用、最短开（停）机时间等条件下，确定次日24h各个时段机组的起动和停役状态，使系统总的运行费用最小。

由于机组的开停状态属于离散变量，因此，这是一个混合整数非线性规划问题，计算复杂度极高，通常采用简化算法，例如优先次序法。先按照机组的最小比耗指标或者平均单位时间运行费用指标从小到大排序，建立优先次序表，表中排在前面的机组优先投入运行。根据每一个时段的系统负荷，在表中按序确定满足负荷所需的运行机组，此时需要考虑系统运行备用约束。该法简单，但是较难考虑机组随停机时间变化的起动费用，也很难考虑时段之间机组的相关性，容易造成机组频繁起停。

动态规划法能够考虑时段之间机组状态的转移，但缺点是状态数太多，计算代价太高，可以结合优先次序表来减少状态数，也可使用求解整数规划或混合整数规划的分支定界法。

火电计划（thermal schedule） 给定次日24h的系统负荷曲线，给定火电机组开停机状态，安排次日24h每个时段火电机组的发电出力，使得24h机组总的运行费用最小。方法是采用满足协调方程式的等微增率法，即当机组运行费用对机组发电出力的微增率都相等时的机组出力是经济运行出力。

水电计划（hydro schedule） 给定次日24h的系统负荷曲线，给定火电机组开停机状态，给定水电机组一天允许的用水量限制，安排次日24h每个时段水电运行机组的发电出力，使得24h系统中火电机组总的运行费用最小。计算中需要考虑水库存水量和水库水位之间的非线性关系、水电机组发电出力和水头之间的非线性关系、变水头的影响、梯级水电站上下游水库之间水的流达时间的滞后等因素。

水火电计划（hydro-thermal schedule） 将水电计划和火电计划结合起来进行的发电计划。所用的经典方法还是协调方程式法（等微增率法）。制订水火电计划的另一个有效的方法是用网络流算法。这是一种特殊的线性规划算法，对处理具有网络特点的有高维数复杂约束的优化问题十分有效。使用网络流算法的水火电发电计划软件相当实用。

联络线交换计划（transaction schedule） 确定次日24h每个时段区域之间的交换功率。电网在物理上互联为一体，而电网的运行调度控制却是分层分区分别独立进行的，各个区域之间的交换功率受各个利益主体约束，需要按一定的准则进行，需要控制在约定的计划范围内。区域间交换功率计划通常用以下三种模式确定：①协商调度模式。由调度中心平等协商确定区域之间的长中短期交换电力和交换电量合同，制订调度协议，各区域遵照执行，安排自己区域电网内的发电计划。②自协调模式。根据本区域的发电费用（边际成本）向其他区域通报自己区域的买卖电价格，买卖双方通过双边协商确定交换计划。③多边交易模式。各个区域向电力市场交易部门通报自己区域的买卖电价格，由交易部门根据取得最大交易利益原则制定各区域间的交换计划。

在没有引入电力交易市场前，交换计划通常按照等微增率原则制订，即按各个区域的等值发电费用微增率相等原则来确定区域之间是否要交换功率和交换多少功率。执行交换计划的结果会使全网发电费用微增率相等，所以能达到全网运行最经济的目标。

由于发电计划复杂，计算量大，早期做发电计划时，一般不考虑电网运行中的网络安全约束。带来的问题是，第二天执行发电计划时，由于网络安全约束不满足，发电计划不能很好执行，需要修正。为了解决这个问题，同时为了减少计算量，后来在做发电计划时采用直流潮流模型来考虑网络安全约束。最新的实践是，在完成满足直流潮流约束的发电计划后，通过安全校核软件的校核，对不满足网络安全约束情况修正发电计划，或者直接编制考虑安全约束的发电计划软件。

dianli xitong fangzhen zhuangzhi

电力系统仿真装置 (electric power system simulator)

以研究电力系统及其控制装置为目的，应用相似原理，在实验室中建立的原型电力系统的物理或数学模拟装置，又称电力系统模拟装置。它主要用于研究电力系统的整体特性和元件特性、电力系统和控制系统的相互作用，验证新的系统理论和控制理论在电力系统中的应用，考验新的继电保护和控制装置和新的技术措施等。由于在真实的电力系统上进行上述实验受到很大限制，有时甚至是不可能的，因而必须采用仿真装置作为实验工具。2007年，中国国家发展和改革委员会对中国电力科学研究院的“电力系统仿真国家工程实验室”授牌。该实验室由电力系统动态模拟、数模、混合仿真及电力市场环境下的运行及安全监控等基础设施组成，开展电力系统规划、电网安全稳定运行中的重大关键技术的试验研究和相关技术开发。

电力系统仿真装置的分类 电力系统仿真装置按所采用的仿真原理的不同分为物理仿真装置和数学仿真装置两类。

物理仿真装置 又称为物理模型或物理模拟装置。习惯上称作电力系统动态模拟的实验装置中的主要部分是物理模型，即采用小型同步发电机作为大型同步发电机的模型，采

用小型变压器作为大型变压器的模型，采用T型或Π型网络元件组成的链式电路作为输电线模型。这些模型都是专门设计的。上述模型元件按电力系统的接线图连接组成模型电力系统。物理模型中的现象或过程与实际系统（或称原型）中的现象或过程具有相同的物理属性。除电力系统动态模拟外，高压直流输电模拟装置等数模混合型仿真装置中的网络模拟也基本属于物理仿真的范畴。严格地说，电力系统动态模拟的实验装置并不是纯粹的物理模型，而是物理-数学混合模型，其中发电机采用物理模型；原动机、调速器等采用数学模型；输电线路模型并非按实际线路成比例地缩小，而是描述实际输电线路电气量变化数学模型的物理实现。

数学仿真装置　在这类装置中的现象或过程与实际系统（或称原型）中的现象或过程具有不同的物理属性，但两者的数学描述是相同的。数学仿真装置中按计算机应用类型和程度的不同又可分为模拟（analog）、数字（digital）、数字-物理模拟混合式三种。

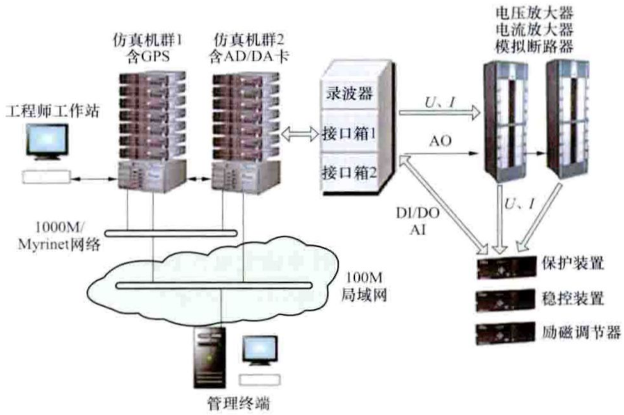
（1）仿真装置中以连续变化的物理量（通常是电压）表示数学关系式中变量的计算机称为模拟计算机。模拟计算机中最主要的运算部件是直流运算放大器。模拟计算机是一种并行计算工具，适合于解微分方程，求解速度很快。除了通用模拟计算机外，还曾有专用的电力系统模拟仿真装置，它们也是由运算放大器组成的。

（2）以通用数字计算机或数字计算机器件为主体构成的仿真装置称为数字仿真装置。硬件设备除了计算机外还有接口和输入/输出设备，例如控制盘和显示终端。软件中最重要的是电力系统模型计算软件和接口软件。以一个微处理器进行模型计算的仿真装置是串行工作的，以多个微处理器同时进行模型计算的仿真装置是并行工作的。以多个微处理器并行仿真电力系统中各元件，按电力系统接线图接口，以及采用通用高性能集群计算机和电力系统并行计算方法分块仿真电力系统，均可构成全并行工作的数字电力系统仿真装置。前者如电力系统实时仿真装置（real time digital system，RTDS），后者如电力系统全数字实时仿真装置（advanced digital power system simulator，ADPSS）。（见电力系统实时数字仿真装置）

（3）数字-物理模拟混合仿真装置是由通用数字计算机及物理模拟元件混合组成的电力系统仿真装置（见电力系统数模混合仿真装置）。为了达到实时仿真的目的，混合仿真中电力系统的同步发电机及其控制系统、动态负荷等动态元件一般采用计算机数字仿真，而数字计算耗时的电力网络以及难以精确模拟的电力电子设备和直流输电系统等则以物理模型表示。

设计仿真装置的理论依据　主要有：①仿真装置中的物理量的变化规律必须和真实系统中对应的物理量的变化规律一致，或者说，模型中的物理量和真实系统中对应的物理量成一定比例关系，因此可以从模型实验得到的物理量折算出真实系统中的物理量。②设计物理模型应遵循相似理论，模型中各元件的设计都应符合该种元件的相似判据。③设计模拟模型（analog model）时应使模型的标幺值微分方程或传递函数与真实系统的标幺值微分方程或传递函数相同。④设计数字模型时，应遵循仿真算法，所得离散化模型应能代表连续系统模型。

各种电力系统仿真装置的适用范围　由于设计仿真装置时一般都忽略一些次要因素，工程上使用的仿真装置都是近似的、不完全的、相对的，要求做到精确的、完全的、绝对的仿真既不可能也不必要。通常称作电力系统动态模拟的物理模型适合于研究电力系统的机电暂态过程（见图）；用于探索尚未完全了解的现象，校验其数学模型，试验继电保护和自动装置等。数模混合仿真装置可以用于实时仿真，研究规模较大的交直流混合电力系统的动态性能和控制、保护系统。随着计算机硬件和软件技术的发展，基于计算机多处理器、多核技术和并行计算技术的电力系统实时数字仿真装置迅速发展，已经用于大规模电力系统的运行研究和实验。



电磁暂态和机电暂态混合仿真技术

dianli xitong fenbushi jisuan

电力系统分布式计算

（power system distributed computing）　将电力系统的计算问题分解成多个计算任务，通过网络分配给多台计算机进行分布式处理，汇总得到最终结果的计算方法。电力系统分布式计算可以按照分布式计算模式或采用的分布式并行算法进行分类，通常需要构建分布式数据平台，应用分布式计算平台进行计算。常见的电力系统分布式计算应用包括分布式数据处理、分布式静态安全分析、分布式动态安全评估、分布式反事故演习等。云计算是分布式计算的未来发展形态。

分布式计算模式　根据任务分配和协作方式的不同，电力系统分布式计算模式一般可以分为基于分布数据的交互协同计算和基于统一数据的分层分布计算两种。

基于分布数据的交互协同计算　各计算单元有各自的计算程序和数据资源，在计算过程中交换数据进行分布协调计算，得到全网一致收敛的仿真分析结果的计算模式。以调度中心间分布式计算为例的典型结构如图1所示，

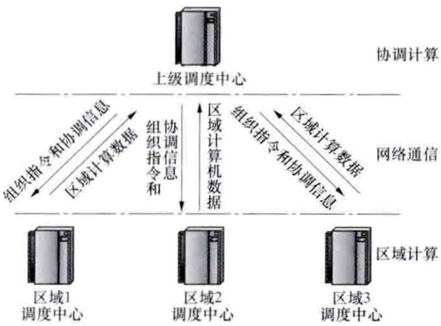


图1　基于分布数据的交互协同计算模式典型结构

上级调度中心负责组织和协调计算，区域调度中心提供数据和计算资源参与一体化计算，通过电力系统专用的广域网络交换数据和信息。

基于统一数据的分层分布计算　通过数据在多级调度中心中上传、整合和下发，各级调度中心均建立包含全网信息的分布式数据平台，利用各级调度中心的分布式并行计算平台，分别完成各级调度中心所关心安全问题的分析计算，从而实现统一大规模互联电网背景下的分布式并行计算，其典型结构如图2所示。

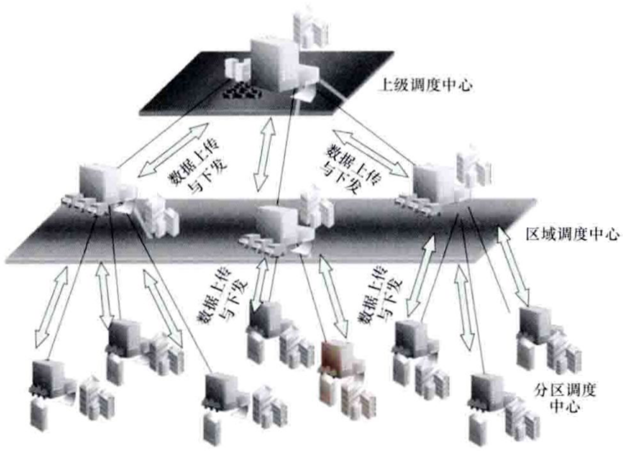


图2　基于统一数据的分层分布计算典型结构

分布式并行算法　基于广域通信网络，利用多台计算机进行电力系统并行计算的方法。与集中式并行算法（见电力系统并行计算方法）相比，该算法对计算环境的异构性、网络不可靠性和计算机可扩展性的适应能力更强。

批量算例分布式并行算法　对算例之间无关联关系的大批量算例任务进行分布式并行计算的方法。主要涉及计算任务分配、任务调度和计算结果回收汇总等。大部分电力系统计算算例具有类似的输入输出特征，可采用统一的任务调度和结果回收策略。

分解协调分布式并行算法　将计算任务分解为多个相关子任务，通过协调计算获取全网一致收敛的计算结果的分布式并行算法。主要包括计算任务分解和协调计算两部分。

由于电力系统计算数据和计算资源在地理上分布存在，分布式计算任务的分解大多从电网拓扑连接关系出发，根据系统实际的运行管理状况对系统进行切分，切分方法与分网空间并行算法类似（见电力系统并行计算方法）。

算法的关键是在协调计算过程中，如何尽量减少子任务之间的通信次数和通信量，并提高对异构环境的适应性。对于通信需求较少的应用，如潮流计算、静态安全分析、小干扰分析等，采用端口逆矩阵法、对角块加边（bordered blocked diagonal form，BBDF）法（见电力系统并行计算方法）等集中式并行算法即可；对于通信需求较大的应用，如机电暂态仿真、电压稳定计算等，需采用专门的分布式计算方法，以取得较好的并行计算效率。

分解协调计算可以与批量算例计算相结合，进一步提高分布式并行计算的总体效率。

分布式数据平台　满足分布式计算要求的，包含相对完整准确的电网模型和运行信息的数据平台。整合分散在多级调度中心和专业部门的计算数据，形成统一的数据，是进行基于多级数据整合的全网分布式计算的基础（见电力系统在线安全分析）。

分布式计算平台　在分布式数据平台之上搭建的应用支撑平台，提供统一的计算任务分配、调度、结果汇总等服务，利用网络互连的多台计算机共同完成大批量电力系统分析计算任务。主要包括数据网关、数据服务器、人工维护台、调度服务器和计算节点机群五部分。为提高通信效率，分布式计算平台内部采用UDP通信方式进行计算数据分发和结果汇总，包括组播和单播两种模式。任务调度支持预分配和动态分配两种调度策略。预分配方式数据传输交互次数少，通信效率高，但只适用于预先确定的计算任务。动态分配灵活性高，可在计算过程中动态改变计算任务，并可保证各计算节点的负载均衡，但数据传输交互次数多，通信效率不高。可根据应用需要综合采用两种调度策略，达到最优的计算效率。

云计算　云计算（cloud computing）是分布式计算、分布式存储、虚拟化等传统计算机技术和网络技术发展融合的产物，通过网络以按需、易扩展的方式提供服务。云计算包括三类服务：基础设施即服务（IaaS）、平台即服务（PaaS）和软件即服务（SaaS）。云计算服务通常提供可通过浏览器访问的在线应用，软件和数据可存储在数据中心。根据服务对象不同，可将云计算分为面向公众的公有云和面向企业内部的私有云。云计算技术可应用于电力系统的数据共享、仿真分析、计算资源共享等，促进大规模仿真软硬件资源共享、提高仿真计算能力、实现多级调度一体化数据管理和协同计算。（见云计算）

参考书目

Attiya Hagit，Welch Jeanifer. 分布式计算. 2版. 骆志刚，等译. 北京：电子工业出版社，2008.

沈沉，李亚楼. 大型互联电网分布式计算理论与方法. 北京：清华大学出版社，2010.

dianli xitong fenxi

电力系统分析　(electric power system analysis)

运用数字仿真计算或模拟试验的方法，对电力系统的稳态方式和受到扰动后的暂态和动态行为进行考察的分析研究。对规划、设计的电力系统，通过电力系统分析，可选择正确的系统参数，制订合理的电力系统方案；对运行中的电力系统，借助电力系统分析，可确定合理的运行方式，进行系统事故分析和预想，提出防止和处理事故的技术措施。

电力系统分析内容　包括稳态分析、故障分析和暂态分析三方面内容。

电力系统稳态分析　主要研究电力系统稳态运行方式的性能，包括系统有功功率和无功功率的平衡（见电力系统电力平衡和电力系统无功功率平衡），网络节点电压和支路功率的分布等，解决系统有功功率和频率调整（见电力系统频率调整），无功功率和电压控制问题（见无功功率与电压自动控制）。

潮流计算是电力系统稳态分析的基础。潮流计算的结果可以给出电力系统稳态运行方式下各节点电压相量和各支路功率分布。通过调整系统运行方式的给定条件，进行必要的

潮流计算，可以研究并从中选择经济上合理、技术上可行、安全可靠的运行方式，及时发现电力网元件如变压器和线路过负荷、母线电压越限等异常工况，并做出适当处理。潮流计算还给出电力网的功率损耗，便于进行网损分析，并进一步制订降低网损的措施。潮流计算还可用于电力系统事故预想，通过模拟发电厂、线路、变压器等元件的开断，分析其引起潮流分布的相应改变，确定事故影响的程度和防止事故扩大的措施。潮流计算也用于输电线路工频过电压研究和调相、调压分析，为确定超特高压线路并联补偿容量、变压器可调分接头设置、发电机额定功率因数等系统规划设计的主要参数以及线路绝缘水平提供部分依据。潮流计算还是考虑负荷电流的短路电流计算和稳定计算的基础，为这些计算提供初始运行方式。

电力系统谐波分析也是电力系统稳态分析的一项重要内容。它主要通过谐波潮流计算，研究在特定谐波源作用下，电力网内谐波电流和电压的分布，确定谐波源的影响，从而制定消除谐波的措施。

电力系统故障分析　主要研究电力系统中发生单一或多重故障（包括短路、断线和非正常操作）时，故障电流、电压及其在电力网中的分布。

短路电流计算是故障分析的主要内容。短路电流计算的目的，是通过计算短路电流大小，确定短路故障的严重程度，选择电气设备参数，整定继电保护，分析系统中正序、负序及零序电流的分布，从而确定其对电气设备和系统的影响等。

电力系统可能发生多重复杂故障的异常工况，如输电线路一点单相接地（见图），同时一侧断路器单相跳开即是一种同时发生的二重复杂故障。复杂故障计算对分析电力系统事故、校验继电保护装置整定、分析系统中故障电流的分布等有重要作用。



特高压人工接地短路试验
（中国电力科学研究院　提供）

电力系统暂态分析　主要研究电力系统受到扰动后的电磁和机电暂态过程。

（1）电磁暂态过程分析。主要研究电力系统故障和操作过电压及谐振过电压，一次与二次系统相互作用的控制暂态过程，以及电力电子设备的快速暂态过程，为选择变压器、断路器等高压电气设备，确定输电线路的绝缘配合和过电压保护方案，制定降低或限制电力系统过电压技术措施，以及设计电力电子控制设备提供依据。

（2）机电暂态过程分析。主要研究电力系统受到大扰动后的暂态稳定和受到小扰动后的静态稳定性能。其中暂态稳定分析是研究电力系统受到诸如短路故障，切除或投入线路、发电机、负荷，发电机失去励磁或者冲击性负荷等大扰动作用下，电力系统的动态行为和保持同步稳定运行的能力。为选择规划设计中电力系统的网络结构，校验和分析运行中电力系统的稳定性能和稳定破坏事故，制定防止稳定破坏的措施提供依据。静态稳定分析是研究电力系统受到小扰动后的稳定性能，为确定输电系统的输送功率，分析静态稳定破坏和低频振荡（见电力系统振荡）事故的原因，选择发电机励磁调节系统和电力系统稳定器、直流输电和灵活交流输电控制系统以及其他控制调节装置的型式和参数提供依据。

20世纪90年代以来，随着电力系统规模扩大和互联程度的提高，电力系统长过程稳定分析（见长过程稳定计算）和电压稳定分析（见电压稳定计算）作为机电暂态过程分析的组成部分和扩展得到了进一步发展和应用。

电力系统分析工具　主要有网络分析仪、电力系统仿真装置（也称电力系统模拟装置）、电子数字计算机及计算分析应用软件等。

早期的电力系统分析工具，是依据数学和物理模拟原理制成的网络分析仪，即直流计算台和交流计算台。其中直流计算台用物理模型的电阻网络模拟交流纯电抗的电力网；交流计算台则以阻抗网络模拟交流电力网。主要用于计算电力系统潮流分布和机电暂态过程。由于直流和交流计算台模拟网络的规模有限和计算效率极低，在电子数字计算机普遍应用的情况下，它们已不再用于电力系统分析。

暂态网络分析仪（transient network analyzer，TNA）的网络模拟与交流计算台大致相同，只是为了研究电磁暂态过程的需要，其变压器、线路等元件电气参数的频率特性、饱和特性的模拟精度和数据收集处理的自动化水平更高，与计算机数值计算相比，具有速度快、直观性强的优点。暂态网络分析仪主要用于电磁暂态过程分析，随着计算机技术和电磁暂态分析程序（见电力系统电磁暂态过程计算）的发展，其应用已逐步被替代。

专用于高压直流输电系统分析的高压直流输电模拟装置是一种数模混合仿真模型（见电力系统数模混合仿真装置），主要用于高压直流输电系统控制保护性能的实时仿真研究。

用小型模拟电机、输电线路和负荷等物理元件连接组成的电力系统动态模拟装置，在前苏联和中国等国家曾广泛用于电力系统稳定研究和机电暂态分析。该模拟装置的元件基本上为物理仿真模型，模拟产生的物理现象与实际电力系统实时对应，可用于考核校验实际电力系统继电保护和自动装置（见电力系统安全自动装置）。然而由于模拟装置中元件的数量有限，以及模拟实验准备周期长等原因，动态模拟的实际应用受到一定限制。

运用电子数字计算机计算分析软件对电力系统进行数值计算和仿真是电力系统分析的主要方法。随着计算机硬件和软件技术的进步，用计算机对电力系统进行分析的方法和应用软件得到迅速发展，在应用范围、分析计算的规模和速度等方面都达到了前所未有的程度。大型电力系统分析软件可以分析计算具有数千条甚至数万条母线和线路的电力系统，

已在实际电力系统分析中得到广泛应用。

采用先进数字计算技术的电力系统实时数字仿真装置于20世纪90年代后期开始得到发展。初期由于计算速度和系统规模的限制，实时数字仿真装置只适合于小规模电力系统的仿真，用于电磁暂态过程的分析和继电保护等实际装置性能的校验等。随着计算机技术和并行计算技术的发展，能处理大规模电力系统机电和/或电磁暂态混合仿真的电力系统实时数字仿真装置已广泛用于电力系统研究和装置实验。

电力系统分析方法 电力系统分析的理论研究和计算机的广泛应用，促进了电力系统分析方法的进步和发展。

理论研究成果为电力系统分析建立了坚实的理论基础，如1918年，C.L.福蒂斯丘（C.L.Fotescue）提出的对称分量法，将三相交流电力系统的三个相量分解为正序、负序、零序三序对称分量，用于三相交流电力系统不对称故障和操作下电压、电流的计算，为现代电力系统网络分析提供了重要的方法依据。又如20世纪20年代后期，R.派克（R.Park）在同步电机双反应理论的基础上，提出用dq0坐标系统表示的同步电机基本方程即派克方程。它描述了同步电机的电压、电流、磁链等电磁量与转矩、转速等机械量之间的相互关系，奠定了同步电机暂态分析的基础。

电力系统分析方法的进步与电子数字计算机在电力系统分析中的应用密切相关。电力系统是规模巨大的网络系统，即使只计算超高压电力网，其网络节点数也会达到数以千计的程度。因此，如何快速、准确地求解网络问题的大规模方程式，是使用计算机分析电力系统的首要难题。在电子数字计算机用于电力系统分析的初期阶段，即20世纪60年代前期，主要用导纳矩阵（见节点导纳矩阵）形式表示稳态线性网络方程组，并用迭代法对非线性潮流方程求解。这比较适合当时计算机存储容量小、计算速度慢的情况，但方法本身收敛性较差。随后提出了阻抗矩阵法（见节点阻抗矩阵）表示网络方程，该方法迭代收敛性好，但存储量要求大，计算速度难以提高。为此于20世纪60年代后期，发展了利用电力网络方程中矩阵的稀疏性、配合网络节点编号优化程序技巧的直接解法，既能使计算速度显著提高，又能节省计算机存储容量。这一网络方程的求解方法应用于电力系统潮流和稳定计算后，计算速度明显提高，解题能力大为增强，促使电力系统分析软件在20世纪60年代末至70年代初期间全面更新，推动了计算机在电力系统分析中更为广泛的应用。中国于1974年开始研发电力系统分析综合程序，1984年完成并推广应用。在此期间，稀疏矩阵技术与牛顿法相结合的潮流计算解法，短路电流计算中复杂故障处理方法，暂态稳定计算的详细数学模型应用及梯形隐式数值积分法，小干扰静态稳定分析中求系统特征值的*QR*算法等方法和应用程序相继问世，奠定了现代电力系统分析主要计算方法和程序的基础。20世纪80年代以来，电力系统分析方法和软件有进一步发展。特别是在软件商品化程度和用户使用的方便性上有很大提高。所采用的计算机向专用小型计算机和微型个人计算机、工作站方向发展。1981年，美国电气与电子工程师学会提出了电力系统稳定分析用励磁模型。中国于1983年开始推广引进电力系统分析软件。90年代后期，32位字长的个人微型计算机配以全套电力系统分析软件，已可计算具有数千节点的大型电力系统。1992年，美国电气与电子工程师学会提出了电力系统稳定分析用负荷模型。进入21世纪，可计算的电力系统规模已达数万节点。

电力系统分析技术发展展望 20世纪90年代以来，电力系统发展迅速，给电力系统分析提出了若干新的课题，对电力系统分析方法和软件技术的进一步发展提出了新的要求：①电力交易市场的发展趋势，改变了传统电力系统的运行管理模式，要求采用新的电力系统分析方法，并促使电力系统技术分析与经济分析相结合。②电力电子技术在输电和配电领域中的应用，如灵活交流输电装置（见灵活交流输电系统）的接入系统，要求电力系统机电暂态分析与电磁暂态分析相结合。③大电网连锁反应事故的威胁，要求进行长过程稳定分析、电压稳定性分析，并与暂态稳定分析相结合。④为实现大电网在线分析，要求研究更快速的分析方法，解决快速性与精确度的矛盾。⑤电力系统中一、二次控制设备和系统的多样化，要求提供更精确的数学模型和自定义的建模方法。⑥随着对电力系统分析准确性要求的提高，对分析所采用的模型精度和原始数据准确性的要求也越来越高。

面对新的形势和要求，电力系统分析理论和方法的研究不断深入，软件开发和更新速度进一步加快。一些大型电力系统分析软件如NETOMAC、PSS/E、PSASP、PSD和Power Factory等，正向多功能、综合分析的方向发展。其中NETOMAC集机电、电磁暂态仿真分析为一体，显示了强大的仿真功能；PSASP等的用户自定义建模方法可以满足电网中各种新型元件和控制系统建模分析的要求。不断发展的计算机软件平台和数据库支持，为用户提供了方便的条件和友好的界面。在线测试技术、模式和参数识别技术以及故障记录设备的进步，为验证和建立更接近实际的数学模型、取得更准确的系统分析原始数据创造了条件，并逐步建立起较完整的模型库和参数库。在此基础上，能够实现更加准确可靠、快速实用的电力系统分析，解决电力系统规模不断扩大、技术装备日益更新、调节控制日趋复杂所提出的电力系统分析课题。

21世纪以来，电力系统的发展出现新的动向。传统以化石能源为主的电力发展模式，由于全球气候变化的现实威胁和资源短缺的预期，促使风电、太阳能发电等可再生能源的开发和应用得到快速发展；信息通信技术的发展和节能降耗的社会需求，推动电力系统中智能电网技术在输电、配电和用电领域发展迅速；基于广域网络的分布式并行计算、云计算等新的计算服务模式和计算芯片等计算机软硬件技术的进步，带来电力系统分析技术发展的全新环境。上述条件的变化，给电力系统分析的任务和目标、建模和分析方法以及计算服务模式等提出一系列新的课题，也为解决电力系统分析面临的复杂问题提供了新的可能性。

参考书目

韩祯祥．电力系统分析．5版．杭州：浙江大学出版社，2011．

王锡凡，方万良，杜正春．现代电力系统分析．北京：科学出版社，2007．

dianli xitong fengxian pinggu

电力系统风险评估 (risk assessment of power system)

对电力系统失效事故发生的可能性及事故后果的严重程度进行量化评估的过程。风险是概率及其后果的综合。电力系统风险的根源在其行为的概率特征，如设备的随机故障、

负荷的不确定性。电力系统故障可能导致从局部直至大面积停电，停电的后果包括用户停电损失、公司收入损失、社会和环境影响的间接损失等。

度量方法 刻画电力系统风险的数学表达式为

$$R_{isk}(X_f)=\sum_i P_r(E_i)\times S_{ev}(E_i,X_f) \quad (1)$$

式中 X_f 表示系统的运行方式；E_i 表示第 i 个故障；$P_r(E_i)$ 表示故障 E_i 发生的概率；$S_{ev}(E_i, X_f)$ 表示在 X_f 的运行方式下发生第 i 个故障后的严重程度；$R_{isk}(X_f)$ 表示系统在 X_f 的运行方式下的运行风险指标。

评估内容 包括确定元件停运模型、选择系统失效状态并计算其概率、评估所选择状态的后果、计算风险指标等四方面的内容。

确定元件停运模型 元件停运是系统失效的根本原因，系统风险评估首先要确定元件的停运模型。

选择系统失效状态并计算其概率 基本方法是状态枚举和蒙特卡洛模拟法。通常如果元件的失效概率很小，和/或不考虑复杂的运行工况，则状态枚举法效果较好；如果严重事件的数量相对较大，和/或计及复杂运行工况时，则往往首选蒙特卡洛模拟法。

评估所选择状态的后果 根据所研究系统的不同，分析过程可能是简单的功率平衡或网络结构的连通性识别，也可能是包括潮流、优化潮流，甚至暂态和电压稳定性分析在内的计算过程。

计算风险指标 根据上述第二、三项工作获得的信息，即可建立起正确表征系统风险的指标，用期望值指标来作为反映元件容量和停运、负荷曲线及其预测的不确定性、系统结构、运行工况等各种因素在内的风险标识。

应用 电力系统风险评估适用于电力企业各个领域，包括发电、输电和配电系统的可靠性定量评估、规划和运行的概率性准则、决策过程中系统风险和经济效益间的权衡、设备的老化失效管理、设备备用策略、可靠性为中心的维修、负荷侧风险管理、基于可靠性性能的电价机制、运行风险监测和停电损失评估。

参考书目

李文沅．电力系统风险评估——模型、方法和应用．周家启，等译．北京：科学出版社，2006.

dianli xitong fuhe

电力系统负荷

(power system load) 电力系统中用户向电网取用的功率或动力和电力设备产生、转换、消耗的功率，简称负荷。电力系统负荷是电力系统规划、设计、运行和调度的主要依据。电力系统负荷与在输电、变电、配电过程中的功率损耗之和总是与系统中发电机发出的总功率相等。与电力系统负荷相关的概念和技术包括电力负荷类型、负荷计算、负荷曲线、负荷特性、负荷模型、负荷预测、负荷管理、负荷控制以及负荷需求响应等。

负荷类型 负荷因其用途或供电条件等的不同，有各种分类方法。世界各国因管理体制及电价政策上的差别，负荷分类方法也有所不同。具体的划分标准由各国电力管理部门制定的规程规定（见电力负荷分类）。中国主要按产业和用途分类。

在某一地区的全部负荷中，各类负荷用电量所占的比例因产业结构、人口密度等而不同。各类负荷的用电量由全月、全年或某个时段的实际需求量求出，构成在全部负荷用电量中所占的比例。各类负荷的用电量有不同的特点，并受各种条件的影响而发生变化。居民生活用电随人口增长、变动和生活水平情况而变化；工业、交通运输及商业负荷则反映经济发展的情况。

各类负荷有不同的特性。按产业分类的各类负荷主要表现为一天之内的用电量分配有较大差别，可以用电力系统负荷曲线来表示。按用途分类的各类负荷不仅表现为在负荷曲线上有差别，而且有的负荷主要取用有功功率，有的负荷除取用有功功率外还要取用无功功率，因而功率因数差别也较大。

在电力系统工程中经常用到的负荷概念有5种：①设备负荷，连接于电力系统的设备消耗的电能；②综合用电负荷或系统负荷，将工业、农业、电信、交通、市政、商业以及城乡居民所消耗的功率相加所得到的电力系统所有用电设备消耗的总功率（有功/无功）；③节点负荷，电力系统的一部分，连接于一个节点（母线）的设备消耗的电力，多用于电力系统计算；④供电负荷，综合用电负荷加网络损耗的功率，就是系统中各发电厂应供应的功率；⑤发电厂或发电机负荷，或系统的发电负荷，供电负荷再加各发电厂本身消耗的功率（厂用电），也就是发电机或发电厂输出的功率。

负荷计算 电力负荷吸收的功率是负荷两端之间的电压（U）和流过负荷的瞬时电流（I）的乘积（瞬时功率）的平均值。在电气工程中，负荷常用复功率 $S=P+jQ$ 表示。复功率 S 的幅值 $S=UI$ 称为视在功率（表观功率）。S 与 P 和 Q 具有相同的单位，工程中通常定义视在功率 S 的单位为伏安（V·A）。有功功率 $P=UI\cos\varphi=S\cos\varphi$，单位为瓦（W）。无功功率 $Q=UI\sin\varphi=S\sin\varphi$，单位为乏（var）。$\varphi$ 是电压与电流之间的相位角，电流滞后电压时为正。按负荷惯例，电流流进电路元件的正端。如果 P 是正的，元件吸收正的有功功率；如果 Q 是正的，元件吸收正的无功功率；如果 $P(Q)$ 是负的，元件发出正的有（无）功功率。

负荷大小是电力系统规划和工程设计的基本依据。一般需要计算设备容量、有功功率、无功功率、视在功率、计算负荷，一级负荷、二级负荷、季节性负荷、尖峰负荷（电流）等。在不同场景下，负荷计算内容和目的有所不同。在电力系统规划中，要进行电力系统负荷预测，电力电量（有功功率和无功功率）平衡计算，确定系统的备用容量（见电力系统备用容量）等，用于网络结构设计和输变电设备选择及电力系统稳定性校验。在电力系统计算中，要统计各电源和负荷节点的功率注入，确定各节点的负荷特性。在电力系统运行中，要计算电力系统最大负荷、电力系统最小负荷、电力系统最大可调出力、发电机组最大最小出力等。在供配电设计中，要进行负荷预测，计算供电负荷、供电负荷密度、用电负荷率、用电功率因数等。（见《配电与用电卷》用电负荷、负荷密度、用电负荷率、用电功率因数等）

负荷大小在工程设计和规划阶段无法用测量方法得到，只能用经验数据进行负荷计算，常用的负荷计算方法有需要系数法、二项式系数法和利用系数法等。（见《配电与用电卷》用户负荷计算）

负荷曲线 负荷功率随时间变化的图形，又称负荷的时

间特性。负荷的变化是随机的，但显示出某种程度的规律性，其变化的规律性可用负荷曲线来描述。按应用需要，可构成不同类型的负荷曲线，常见的是有功负荷曲线（P）和无功负荷曲线（Q）。（见电力系统负荷曲线）

负荷曲线是变电站负荷控制，发电厂安排日发电计划，确定电力系统运行方式和主变压器、发电机组等设备检修计划以及制订变电站、发电厂扩建或新建规划的依据。反映在变电站或发电厂日负荷曲线上的最大负荷 P_{max} 总是小于各用户最大负荷之和，而其最小负荷 P_{min} 一般均大于各用户最小负荷之和。通过合理、有计划地安排不同种类用户的用电时间，可减小最大负荷和最小负荷的差值，使负荷曲线图形较为平坦（即负荷整形），从而有利于充分利用发电、供电设备（主变压器等）容量，提高系统运行的经济性。

负荷特性　一组表征特定负荷性质的参数，如功率因数、功率随电压或频率的变化关系等。它可以应用于特定的负荷设备、负荷成分、一类负荷或整个节点负荷。负荷特性包括负荷的电压特性、负荷的频率特性、负荷的静态特性和负荷的动态特性。负荷的电压特性是负荷功率随负荷点端电压变动而变化的规律；负荷的频率特性是负荷功率随电力系统频率改变而变化的规律；负荷的静态特性反映负荷点电压（或电力系统频率）的变化达到稳态后负荷功率与电压（或频率）的关系；负荷的动态特性反映负荷点电压（或电力系统频率）急剧变化过程中负荷功率与电压（或频率）的关系。

负荷模型　节点功率（有功和无功）或流入节点的负荷电流与电压（幅值和频率）之间关系的数学描述。负荷模型既包括数学方程本身，也含相应参数（如系数、指数）的特定值，与具体程序中这些方程的计算机实现有关。常用的负荷模型类型有静态负荷模型、动态负荷模型和综合负荷模型等。电力系统计算分析中，研究不同的问题需要选用不同的负荷模型。（见负荷数学模型）

负荷预测　利用电力系统电力负荷、经济、社会、气象等实时信息和历史数据对未来电力系统负荷的时间分布和空间分布进行的预测。电力负荷预测包括对未来电力需求量（功率）的预测和对未来用电量（能量）的预测以及对负荷曲线的预测。负荷预测常用于电力系统规划设计和电力生产运行及调度。按使用目的可分为长期的、中期的、短期的和超短期的预测。长、中期负荷预测的数学方法有外推法、相关法、能量法和解析法等；而短期和超短期负荷预测的方法有外推法、回归法、相关法、卡尔曼滤波法、神经网络法等。（见电力负荷预测方法）

负荷管理　用经济的、技术的和行政的手段来控制电力系统负荷的增长速度及调整电力系统的负荷曲线求得最佳经济效益。负荷管理的措施有：①经济措施。主要是采用分时电价和阶梯电价的办法，将系统尖峰负荷的电价提高到低谷负荷时电价的几倍以上，尽量鼓励用户不在高峰负荷时用电，将可以移动的负荷放在后半夜低谷负荷时使用。另外还规定各个负荷的最高用电量，对超过部分提高电价。②技术措施。主要是利用互联电网的错峰效应，在系统出现尖峰负荷时自动切除一些不重要的负荷或者将其移至其他时间用电。③行政措施。包括大力宣传及推动节电措施；实行计划用电，对各个用户限定全月（或全年）的用电量及允许的最大功率；错开大工厂的上班时间；工厂实行轮休日制度；在某些企业中推行深夜上班的制度；要求工厂在系统尖峰负荷时安排检修等。（见电力系统负荷管理系统，需求侧管理决策支持系统）。

负荷控制　综合运用现代化管理、计算机应用、自动控制、信息等多个学科的技术，来实现电力营销监控、电力营销管理、营业抄收、数据采集和网络连接等多种功能。负荷控制的目的是调平负荷曲线，均衡使用电力负荷，提高电网运行的经济性、安全性，以及提高电力企业的投资效益。负荷控制方法包括间接和直接、分散和集中等方法。负荷间接控制是按客户用电最大需量或峰谷时间段的用电量，以不同的电价收费，借此来刺激客户削峰填谷，是一种经济手段；负荷直接控制是在高峰用电时，切除一部分可间断供电的负荷，属于技术手段；负荷分散控制是对各客户的负荷，按改善负荷曲线的要求，由分散装设在各客户处的定时开关、定量器等装置进行控制；负荷集中控制是由负荷控制主控站按改善负荷曲线的需要，通过某种与客户联系的控制信道和装设在客户处的终端装置，对客户的可间断负荷进行集中控制。实际使用中，间接和直接、分散和集中负荷控制方法是因地制宜综合应用的。

负荷需求响应　电力用户针对市场电价信号或激励机制做出响应并改变正常电力消费模式的市场参与行为，简称需求响应（demand response，DR）。当电力批发市场价格升高或系统可靠性受威胁时，电力用户接收到供电方发出的诱导性减少负荷的直接补偿通知或者电力价格上升信号后，改变其固有的习惯用电模式，达到减少或者推移某时段的用电负荷以响应电力供应，从而保障电网供需平衡，并抑制电价上升。

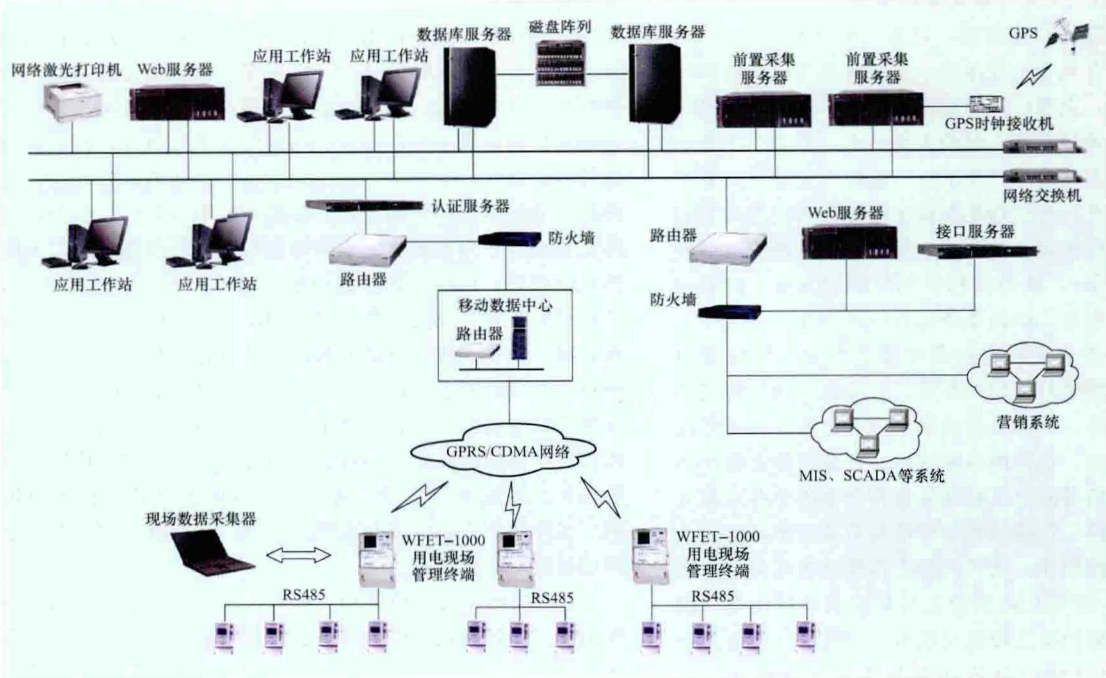
负荷需求响应可以按照用户不同的响应方式划分为基于价格的需求响应和基于激励的需求响应两类。基于价格的需求响应是指用户根据收到的价格信号，包括分时电价、实时电价和尖峰电价等，相应地调整电力需求。基于激励的需求响应是指负荷需求响应实施机构根据电力系统供需状况制定相应政策，用户在系统需要或电力紧张时减少电力需求，以此获得直接补偿或其他时段的优惠电价，包括直接负荷控制、可中断负荷、需求侧竞价、紧急需求响应、容量市场项目和辅助服务项目等。

负荷参与需求响应改变了传统的发电跟踪负荷变化的运行模式，可以将大量用电负荷的响应行为作为系统运行备用，有效地解决系统备用短缺、输配电能力不足等问题，降低停电的概率，提高供电可靠性。还可以使得日负荷曲线逐步趋于平滑，降低高峰负荷和提高负荷率，从而推迟或缓建电源装机，避免机组的频繁调节，降低发电煤耗，提高所有电网设备资产的使用效率和寿命，全面降低电网运行维护成本。负荷需求响应是需求侧管理（demand side management，DSM）的解决方案之一，是智能用电的一项重要措施。

dianli xitong fuhe guanli xitong

电力系统负荷管理系统　（load management system of electric power system）　对电力系统负荷进行监视、调整、控制和综合管理的调度自动化辅助子系统。电力系统负荷管理系统如图所示，主要用于实现负荷的“削峰填谷”，

有序用电，减少拉闸限电；实时监察用电异常，提高电力使用效率，提高用户侧和发电侧的效益，为电力企业的商业化运营提供科学的决策依据，是电网需求侧管理的一个重要组成部分。



电力系统负荷管理系统图

电力系统总负荷在一天内的变化有一定的规律性。一般上午和傍晚为高峰负荷时期，在夜间为低谷负荷时期。电力系统日负荷峰谷差一般为30%～40%，个别可达50%。周末负荷比平日小，节假日负荷比平日更小。一年中，最大负荷出现在冬季或夏季。根据电力系统负荷的特点，利用负荷管理系统可以对电力系统负荷进行监视、调整和控制。

功能 主要有负荷监视和调整及负荷控制。

负荷监视和调整 实时监视电力系统的总负荷、分区负荷、大用户负荷，并采用一些措施调整负荷，例如通过峰谷电价、季节性和节假日优惠电价鼓励用户多用低谷电力，以减少峰谷差，既可以提高设备利用率，也可以减小运行成本。

负荷控制 通过负荷控制来调整系统负荷总量。在一些特殊情况下（如电力系统发生事故时），采取紧急控制负荷的措施，以保障重要用户的供电和电力系统的安全。控制负荷以自动装置为主，必要时手动切断供电线路。可以采用无线负荷控制方式，按事先安排好的计划发出规定频率的无线电报文，在参加负荷控制的负荷处装有接收器，当接收到地区调度发出的控制信号时自动将负荷开关断开。该方式适合于控制范围不大，负荷比较密集的场合。还可以采用音频负荷控制方式，将150～2000Hz音频信号叠加到工频（50Hz或60Hz）的配电网络中直接传送到用户，适用于范围较大的供电系统。

除此以外，还有以下功能：对遥信、遥测信息的数据采集；对用电负荷实施闭环遥控和告警；远方自动抄表；负荷电量分析和预测；计量设备监测和用电监察；电能质量监测；电能损耗分析；配电变压器综合监测和集抄转发，有序用电管理，市场分析和预测等。

系统结构 ①电力负荷控制终端：对大用户电能表的电量、需量、电压、电流、功率、功率因数等数据进行自动采集、存储、远传，也接受主站下达的遥控命令进行负荷控制，遥控包括遥控开关和遥控定量器。负荷控制终端包括只进行遥控的单向终端和既进行数据采集又进行遥控的双向终端。②信道及通信系统：包括音频，无线电，配电线载波。③电力负荷控制中心：进行数据采集、数据处理、负荷控制、用电管理等。

发展趋势 负荷控制由强制性负荷控制向电力需求侧管理（demend side management，DSM）方向发展（见需求侧管理系统）；由单向控制向双向互动发展，发展到集遥控、遥信、遥测等多项功能于一体的较为完善的需求侧管理系统。通过市场机制，使得用户主动参与到负荷控制中，实现需求侧响应（demand response，DR）。

随着可再生能源电源、分布式电源（见分布式电源控制）、储能等的引入，负荷管理将和分布式能源管理系统（distributed energy resources management system，DERMS）相结合，通过统一协调，实现不同电源和负荷之间的协同，提高终端用能效率，实现整个电力系统的整体经济效益最优化。

dianli xitong fuhe quxian

电力系统负荷曲线

（load curve of electric power system） 电力系统中负荷数值随时间而变化的特性曲线。它可分为日、周、年负荷曲线和年持续负荷曲线。在规划设计中，负荷曲线是进行电力电量平衡、分析电厂运行方式、确定区间电力潮流分布和可靠性计算及电源优化的基础资料。

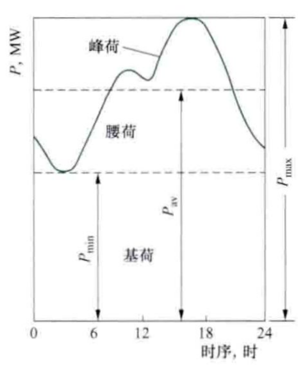


图1 日负荷曲线图

日负荷曲线 表示负荷数值在一昼夜0时至24时内的变化情况，在规划设计中常用典型的日负荷曲线，见图1。也有用立体图形表示的，见图2。图2的实线部分表示一年内所有的日负荷曲线，其体积

为年用电量，其断面表示日负荷曲线的形状。图1所示的日负荷曲线上，平均负荷 P_{av} 以上部分称为尖峰负荷，最小负荷 P_{min} 以下的部分称为基荷，平均负荷与最小负荷之间的部分称为中间负荷（腰荷）。

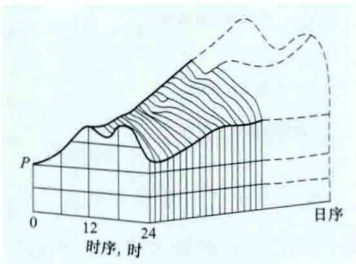


图2　负荷曲线立体模型图

表示日负荷曲线的特性指标有电力系统日负荷率（常以 γ 表示）和日最小负荷率（常以 β 表示）。β 是日最小负荷与同日最大负荷的比值，表示一天内负荷变化的幅度。β 值的大小与用电结构关系密切，连续性生产的工业用电比重越大，β 值也越高。若系统中市政生活、商业及照明用电比重很大，则 β 值较低。

在规划与设计中，日负荷曲线常用历史负荷曲线修改法、用户负荷曲线叠加法、典型系统法三种方法编制。

（1）历史负荷曲线修改法。在实际负荷曲线基础上，结合远景负荷结构的变化进行修改而成。

（2）用户负荷曲线叠加法。将各类负荷的日负荷曲线按设计水平年负荷的大小叠加而成系统的日负荷曲线。

（3）典型系统法。根据设计水平年各类负荷用电比重，套用负荷结构相近的典型负荷曲线。可按照其他电力系统的负荷曲线修改而成典型负荷曲线，也可根据各类负荷的典型负荷曲线叠加后修改而成。

周负荷曲线　表示一周内每天最大负荷的变化状况，如图3所示。周负荷曲线主要根据实际系统统计资料，经分析整理而成，常用于可靠性计算和电源优化计算。

年负荷曲线　表示一年内各月最大负荷的变化状况，如图4所示。年负荷曲线的编制包括两种情况：①对季节性生产用电比重小于10%或用电构成比例没有大变化的，可仍采用原有年负荷曲线的形状；②对于季节性生产用电比重大于10%或季节性用电构成比例有较大变化的，需分别做出连续性生产用电和季节性生产用电的年负荷逐月变化曲线，然后叠加成系统年负荷曲线。表示年负荷曲线的特性指标有月不平衡负荷率、季不平衡负荷率和年最大负荷利用小时数。

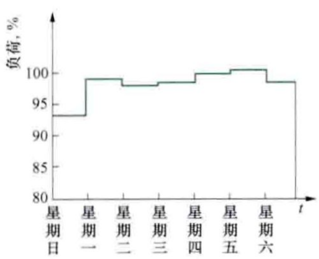


图3　周负荷曲线

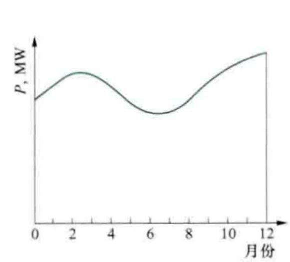


图4　年负荷曲线

（1）月不平衡负荷率，常用 σ 表示，指该月的平均负荷与月内最大负荷日平均负荷的比值。它表示月内负荷变化的不均衡性。12个月的月不平衡负荷率加权平均，就是全年月不平衡负荷率。月不平衡负荷率是由月、周内用户的厂休、设备小修、生产作业顺序等不平衡性引起的。此外，在很大程度上还受负荷调整的影响。

（2）季不平衡负荷率，常用 ρ 表示，指全年各月最大负荷的平均值与年最大负荷的比值。它表示一年内月最大负荷变化的不均衡性。季不平衡负荷率是当年季节变化引起的负荷变化，是由季节性用电比重、用户设备大修以及负荷的年增长所引起。

（3）年最大负荷利用小时数，用年发电量除以该年最大负荷得到。它说明一年内负荷变化的平复程度。

年持续负荷曲线　全年负荷按大小排队，并做出对应的累计持续运行小时数，从最小负荷开始，依次将各点负荷连成曲线，如图5所示。该曲线可算出系统全年的电量，常用于编制电力系统的发电计划和运行可靠性估算。

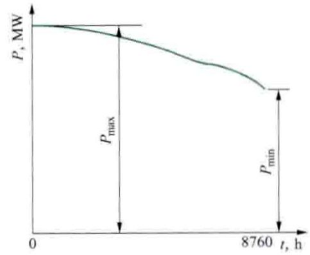


图5　年持续负荷曲线

dianli xitong fuhe yuce

电力系统负荷预测　(load forecast of electric power system)　利用电力系统实时信息和历史数据对未来电力系统负荷进行预测的方法。其特点是当前和历史数据都是通过调度自动化系统（见典型调度自动化系统）在线采集的。它是电力系统调度自动化能量管理系统（energy management system, EMS）中的一项主要功能。

电力系统负荷预测包括系统负荷预测和母线负荷预测。系统负荷预测中，短期负荷预测预测次日一天到一周每天24h的系统负荷，时间间隔为1h或15min，用于安排第二天及以后的发电计划；超短期负荷预测实时预测5min～1h的系统负荷，时间间隔为分钟级，用于实时调度控制，也用于在线潮流和静态安全分析（见电力系统在线静态安全分析）计算。基于系统负荷预测进行的母线负荷预测为预测态网络分析创造潮流计算条件，主要用于调度员（见电力系统调度员）进行系统操作或改变运行方式前的评估计算，也用于未来时刻的安全分析计算。

系统负荷预测方法　负荷预测的准确性是负荷预测性能的重要指标。在不影响系统运行的安全性与可靠性的情况下，减少负荷预测误差可降低系统的备用水平，降低运行费用。不同类型的用电负荷表现出来的负荷变化规律不同，负荷有明显的按照时间周期的变化规律，天气因素和各种突发事件也会影响负荷变化。

常用的负荷预测方法有线性回归分析法、时间序列法、人工神经网络法和负荷预测的综合方法等。

（1）线性回归分析法。利用历史负荷数据建立起线性拟合函数，将历史负荷 x 作为输入，要预测的负荷 y 作为输出，建立 y 和 x 之间的线性函数关系。利用已知的历史负荷数据，用最小二乘法确定 y 和 x 之间线性函数式的系数。

（2）时间序列法。将历史负荷看作随机时间序列，建立起时间序列模型来做预测。首先建立自回归（automatic regression, AR）模型，将当前负荷值用其本身的过去值的有限项的加权和再加上一个误差量来表示，使误差量的二乘值最小来确定模型的阶数和模型的加权参数；如果误差还很

大，则引入动平均（moving average，MA）模型。引入现在和过去的干扰量的有限项的加权和，用误差量的二乘值最小来确定干扰量模型的阶数和模型的加权参数。用这样确定的模型进行预测。

负荷曲线形状具有相关性。不同日的同一时刻的负荷值是相关的，例如不同周的星期一的负荷形状相关，负荷预测可以利用这些相关的性质。

（3）人工神经网络方法。将传统函数的自变量和因变量定义为人工神经元网络（artificial neural network，ANN）的输入和输出变量，将传统的函数关系转化为人工神经元网络的高维的非线性映射，而不是显式的数学表达式。利用历史负荷数据对人工神经元网络的这个非线性映射进行训练，利用训练后的人工神经元网络模型做预测。

（4）负荷预测的综合方法。每种负荷预测模型都有自己的特点，不同地区、不同时段，负荷的变化规律也不同。一种模型很难适应所有可能的负荷形态。因此，将几种算法模型组合，形成一个综合预测模型，可以提高预测精确度。负荷预测的综合模型采用了多种负荷预测模型，用历史日的负荷数据进行模拟预测，用模拟预测结果和历史日的实际负荷之差做最小二乘，以此确定每种负荷预测模型的权重。实际预测时，用模拟预测获得的权值对用这些模型计算出的结果进行加权综合，得到最终的预测结果。“最优”权重是通过优化算法计算出来的，并可以在预测过程中不断更新，因此综合模型具有更好的模型适应性。

短期负荷预测结果的精度受多种因素影响，其中受天气的影响最大，通常需要利用天气预报信息，进行天气因素的修正，方法是通过人工神经元网络模型或者直接建立的信息相关模型（比如气温负荷模型等）参与负荷预测。

超短期负荷预测所用的方法和短期负荷预测方法类似，由于预测提前的时间短，采用简单的线性外推也可以获得满意的预测精度。

母线负荷预测方法　母线负荷预测将系统负荷的预测值按比例分配模型分配给每个母线，其结果给出电网中每个母线的有功负荷 P 和无功负荷 Q。可以按母线负荷峰值和系统总负荷峰值的比例来确定比例分配模型。对于不同区域的负荷和不同类型的负荷（工业、农业、民用、商业等）也可以采用不同的比例分配模型。这些模型可以是随时间变化的。根据预测的母线有功负荷采用历史上记录的母线负荷的 Q/P 比来确定母线的无功负荷。

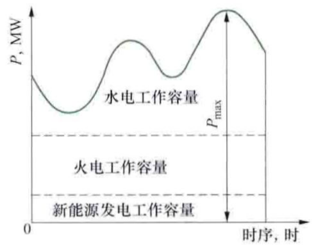
参考书目

康重庆，夏清，刘梅．电力系统负荷预测．北京：中国电力出版社，2007.

dianli xitong gongzuo rongliang

电力系统工作容量

（operating capacity of electric power system）　电力系统中发电厂担任电力系统正常负荷的容量。它是进行电力平衡的基础。因为电力系统的负荷是变化的，其工作容量也是变化的。在电力平衡表（见电力系统电力平衡）中所指的工作容量一般是电力系统最大负荷（P_{max}）时的工作容量，包括水电工作容量、新能源发电工作容量和火电工作容量，如图所示。



电力系统工作容量示意图

水电工作容量　电力系统中水电厂按保证出力运行时向电力系统所能提供的发电容量。与水电厂的预想出力、保证出力、强迫出力、水库调节性能、下游综合用水的要求、系统负荷水平及负荷特性（见电力系统负荷）等有关。

预想出力是在一定水头及发电设备状况下，水电厂可能发出的最大出力。水电厂装机容量与预想出力之差称为水电受阻容量。

保证出力是水电厂相应于设计保证率枯水段的发电平均出力。对具有多年调节水库的水电厂，其枯水段为连续几个枯水年；对具有年调节水库的水电厂，枯水段为一年中的枯水期；对日调节、周调节或无调节水库的水电厂，枯水段为若干天。

强迫出力是为保证下游综合用水部门的要求而必须发电的最小出力。下游综合用水部门主要有工业、农业及航运。

根据保证出力、强迫出力及预想出力等参数，即可计算水电工作容量。计算步骤如下：

（1）计算水电厂的可调节日电量

$$A_a^W = K_a^W (N_p - N_f) \times 24 \tag{1}$$

式中 A_a^W 为水电厂可调节日电量，MW·h；K_a^W 为水电调节系数，可按水库调节性能及电力系统有关参数选取，一般为1.0～1.2；N_p 为保证出力，MW；N_f 为强迫出力，MW。

（2）按水电调峰的原则，自上而下地将水电可调节日电量安排在日负荷曲线（见电力系统负荷曲线）上（可利用电量累积曲线），求出水电担负的系统负荷 P_M^W，则水电工作容量计算为

$$N_W^W = P_M^W + N_f \tag{2}$$

但　$N_W^W \leqslant N_e$

式中 N_W^W 为水电工作容量；N_e 为水电预想出力；P_M^W 为水电可调节电量承担的系统负荷。

（3）在水电比重较大时，水电工作容量算式如式（3），但必须同时满足式（4），即

$$N_W^W = K_a^W (N_p - N_f) + N_f + P_M (1-\gamma) \tag{3}$$

$$K_a^W (N_p - N_f) \geqslant P_M (\gamma - \beta) \tag{4}$$

式中 P_M 为系统最大负荷；γ 为电力系统日负荷率；β 为最小负荷率。

同样　$N_W^W \leqslant N_e$

新能源发电工作容量　风电等新能源发电出力的间歇性和随机性决定了其工作容量不易正确反映在典型日负荷曲线上，但风电等新能源发电在装机规模增大到一定范围后，具有了一定保证度（例如大于90%保证率）的保证出力，即具有了可以替代一部分常规电源的能力。风电等新能源发电在负荷曲线上任何时段只要发出了电力，就能在电网中提供发电量，需要由常规电源为其出力波动提供补偿。电网应优先考虑接纳风电等新能源发电出力，在进行电力平衡时，可按风电等新能源发电可替代常规电源的容量来安排工作容量。此外，风电等新能源发电的工作容量也受电网输送能力、调峰能力、稳定水平等因素的影响，风电等新能源发电的具体工作容量需经论证确定。

火电（包括核电）工作容量　系统最大负荷减去水电工

作容量和新能源发电工作容量后即为火电（包括核电）工作容量。但火电工作容量应满足四个条件：①系统火电开机容量（扣除受阻容量）要大于火电工作容量，以保证系统有足够的旋转备用容量。②各地区的开机容量应满足各地保安备用电源的需要。③除技术上已采取措施可供调峰运行的机组外，在日运行方式中火电机组一般不考虑起停调峰，且运行出力不得低于该机组允许的最小技术出力。④热电厂出力应满足供热的要求。供热机组热电联产时经济性高，当无热负荷时煤耗比热电联产高1.4～1.5倍，因此供热式机组一般担任基荷运行，背压式机组按强制热负荷运行，抽气式机组出力包括热负荷强制出力和由电负荷确定的出力两部分。在热电厂技术条件许可并经济合理时，部分热负荷可由减温减压装置供给，以降低热电厂出力，充分利用水电的季节性电能。

参考书目

电力工业部电力规划设计总院．电力系统设计手册．北京：中国电力出版社，1998．

dianli xitong gongjiao wending

电力系统功角稳定

(power angle stability of electric power system)　电力系统受到扰动后，系统内所有同步电机保持同步运行的能力。正常情况下，系统中各发电机以相同速度旋转，机间相对转子角度（功角）维持不变，即处于同步运行状态。如果系统在运行过程中受到某种干扰，如负荷波动或短路故障等，干扰的影响将通过互联的电力网络传到各发电机节点，并使发电机的输出电功率相应发生改变，干扰瞬间各发电机的机械输入转矩和输出的电磁转矩失去平衡，出现发电机转子不同程度的加速或减速，并导致各发电机之间转子相对角的变化。由于系统状况和干扰类型的不同，干扰后的转子相对角的变化可能以周期性振荡的形式出现，也可能是单调变化的形式。如果在系统自身和各种控制装置的调节作用下，这种转子角度的变化过程是随时间衰减的，并能最终恢复到干扰出现前的正常值或达到一个新的稳态值，则认为在这种运行方式和干扰形式下系统是功角稳定的。如果这种转子角度的变化随时间而加剧，并最终导致发电机间失去同步，则认为系统在该运行方式下对这种干扰形式是功角不稳定的。

对于功角稳定，美国电气与电子工程师学会（Institute of Electrical and Electronics Engineers，IEEE）和国际大电网会议（International Conference on Large High Voltage Electric System；Conference Internationale des Grands Reseaux Electriques a Haute Tension，CIGRE）稳定定义联合工作组从数学计算方法和稳定预测的角度，将其分为小干扰功角稳定和大干扰功角稳定；而中国DL 755—2001《电力系统安全稳定导则》则根据干扰的大小将功角稳定分为静态稳定、暂态稳定和动态稳定3类，其中动态稳定又有小干扰与大干扰之分。从计算方法角度看，静态稳定和小干扰动态稳定的分类对应于IEEE/CIGRE体系中的小干扰功角稳定，暂态稳定和大干扰动态稳定对应于大干扰功角稳定。（见电力系统稳定）

小干扰功角稳定　电力系统遭受小扰动后保持同步运行的能力。它由系统的初始运行状态决定。小干扰功角稳定可表现为转子同步转矩不足引起的非周期失稳以及阻尼转矩不足造成的转子增幅振荡失稳。振荡失稳分为本地模式振荡和互联模式振荡2种情形。小干扰功角稳定研究的时间框架通常是扰动之后10～20s。

大干扰功角稳定　电力系统遭受输电线短路等大干扰时保持同步运行的能力，又称为暂态稳定。它由系统的初始运行状态和受扰动的严重程度以及系统稳定控制装置的作用共同决定。大干扰功角稳定也可表现为非周期失稳（第一摆失稳）和振荡失稳2种形式。对于非周期失稳的大干扰功角稳定，研究的时间框架通常是扰动之后的3～5s；对于振荡失稳的大干扰功角稳定，研究的时间框架需延长到扰动之后10～20s。

电力系统静态稳定　电力系统受到小干扰后，不发生非周期性的失步，自动回复到起始运行状态的能力。（见电力系统静态稳定）

电力系统暂态稳定　电力系统受到大干扰后，各同步发电机保持同步运行并过渡到新的或恢复到原来稳态运行方式的能力。通常指第一或第二振荡周期不失步。（见电力系统暂态稳定）

电力系统动态稳定　电力系统受到干扰后，不发生振幅不断增大的振荡而失步，能够回复到起始运行方式或达到新的稳态运行方式的能力。这种稳定主要涉及发电机组的阻尼转矩问题。（见电力系统动态稳定）

dianli xitong guodianya

电力系统过电压

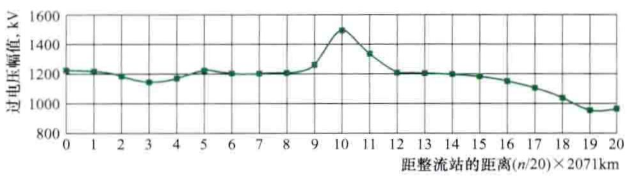
(overvoltage in electric power system)　电力系统中的电力设备，由于某种原因发生了对其绝缘具有危害的电压或电位差的升高。在正常运行时，电气设备的对地绝缘（主绝缘）只受到相电压的作用。例如在额定电压$U_N \leqslant 220$kV的系统，送端对地电压最大可等于额定相电压的1.15倍，该电压被称为最大工作相电压，用$U_{m\varphi}$表示，作用在电气设备主绝缘上的电压不会超过$U_{m\varphi}$。对于发电机、变压器等设备的匝间绝缘（纵绝缘）来说，正常运行时作用在它们上面的电位差只有几十伏、几百伏或超过1kV。这些电压或电位差，对于绝缘正常的设备不会有什么危害。在电力系统运行中，由于某种原因（如设备或其附近遭到雷击，系统中发生故障、谐振或操作等）使设备的主绝缘、纵绝缘上的电压与电位差可能大大超过上述数值，虽然它们持续的时间都比较短，但若无适当的防护措施，当它们超过设备绝缘的耐受电压时，就可能严重影响绝缘的寿命，甚至造成击穿或闪络，导致破坏整个系统的正常运行。

分类　电力系统过电压分为大气过电压和内部过电压两种。

（1）大气过电压。由于大气中发生雷击现象而引起的过电压。电力系统中的输电线路长且分布广，因而在雷雨季节常遭雷击。雷击在线路导线、地线或杆塔上，可能在导线上出现波头相当陡而持续时间为数十至数百微秒、幅值超过线路绝缘强度很多倍的过电压，即雷击过电压，可能造成线路短路故障。线路遭雷击后，导线上的过电压还将以流动波的形式由被击点向线路两侧传播，致使与线路相连的变压器、发电机等电气设备也遭到雷电过电压波的作用。直流线路上不同地点发生故障时过电压数值也不相同，如图所示。由于变压器、发电机的绝缘要比线路的低，沿线路传来的流动波就很可能击穿这些设备的绝缘。同时在波形很陡、电压变化率（du/dt）很高的过电压侵袭下，变压器、发电机绕组上各点的电位差也将大大

超过正常运行时的数值而导致纵绝缘的损坏。

（2）内部过电压。仅与系统内部电磁能量交换有关的过电压。电力系统中的设备经常进行各种操作，如断路器的合闸、分闸；电力系统也会发生故障，如短路、接地、断线等。在这些情况下，电力系统内部往往会引发电磁振荡而产生过电压。内部过电压的产生和发展只与系统本身的参数、运行方式、设备的特性有关，其大小和系统电压等级成一定的比例。一般内部过电压用对额定工作相电压的倍数来表示，如 $2.5U_{\varphi}$、$3U_{\varphi}$ 等。系统额定电压越高，内部过电压的绝对值就越大，对设备绝缘的危害也就越大。内部过电压按产生原因不同可分为5类：①工频过电压，是由于系统运行中工频电压升高引起的，如发电机突然甩掉大量负荷引起发电机端电压升高，向空载长距离输电线路充电引起的电压升高。②操作过电压，是由于系统进行操作引起的。③弧光接地过电压，在中性点不接地系统中，电压较高、距离较长的输电线路发生单相接地时，接地点的电弧呈现多次交替熄灭又重燃的过程，这时故障相和非故障相产生很高的过电压。④谐振过电压，由电力系统中电容元件与电感元件发生电磁谐振所产生的过电压。⑤电机自励磁过电压（见电机自励磁）。



直流线路不同地点发生接地故障时
过电压沿线分布示意图

特点 ①大气过电压作用在电气设备绝缘上的时间非常短，常用1.2/50 μs的冲击波和截波来模拟。内部过电压作用的时间相对较长，持续时间可达0.02～0.1s。②中性点直接接地系统的内部过电压幅值可达2～3倍的相电压（随系统额定电压值的高低而定）。中性点不接地或经消弧线圈接地系统的内部过电压幅值可达3～3.5倍的相电压。③电气设备的绝缘强度随电压等级的升高而提高，而内部过电压的绝对值也随电压等级的升高而升高。因此，电压等级220kV及以下电力系统的绝缘水平主要由大气过电压决定，电压等级超过220kV电力系统的绝缘强度主要由内部过电压决定。

防护措施 对于大气过电压的防护措施有：①输电线路主要采用接地的避雷线和接地装置。②发电厂、变电站采用金属氧化物限压器（metal oxide arrester，MOA）作为最主要的防雷装置；装设避雷针保护厂、站（所）内的全部配电装置及厂房建筑；在厂、站（所）出线的进线段装设避雷线。对于内部过电压的防护措施有：①装设过电压保护装置、高压并联电抗器、低压电抗器来防护工频过电压。②装设MOA和性能良好的断路器（必要时加装断路器合闸电阻）限制操作过电压。③采用中性点经消弧线圈或电阻接地的方式来降低弧光接地过电压。④采用消谐装置或避免出现高幅值谐振过电压的运行方式来防护谐振过电压。

dianli xitong houbei baohu

电力系统后备保护 （electric power system backup protection） 见电力系统继电保护配置。

dianli xitong hulian

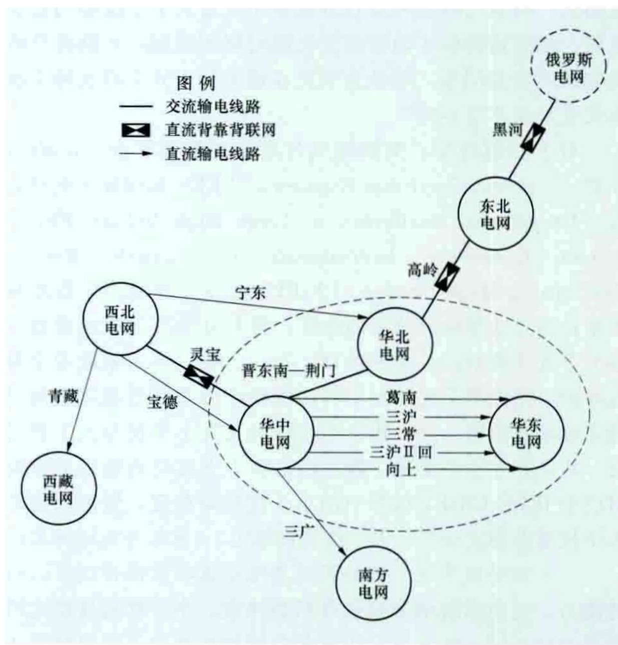
电力系统互联 （interconnection of electric power systems） 两个或多个电力系统通过它们之间的联络线和（或）变流、变电等设备相互连接以实现功率交换的网络结构。由于电力系统互联在一定条件下可取得很大的效益，许多国家不仅将国内各个电力系统互联成全国统一电力系统或联合电力系统，实行统一调度或联合调度，而且在国家之间也进行了互联，成为跨国联合电力系统，按事先签订的交换功率协议进行联合调度。

电力系统互联的主要效益有：①增大系统容量，减少备用容量（见电力系统容量）；②错峰，降低总的最大负荷，减少新装机容量；③可安装高参数大容量机组；④实现能源资源优化配置，实现水电、火电和风电等联合开发和协调运行，充分发挥水电资源和水电调峰的作用；⑤可取得跨流域补偿调节效益；⑥发生故障时，便于各地区间出力的相互支援。电力系统互联增加了系统运行和调度管理的复杂性，在故障时有可能波及相邻系统，造成级联故障，所以必须采取相应的技术措施，例如系统间的通信和远动信息交换、自动调频和联络线路负荷自动控制、系统安全自动监控等，防止事故范围扩大。

电力系统互联方式有系统边缘就近相连和系统枢纽点相连两种方式。前者一般互联电压等级较低，属弱联系，交换功率小；后者距离远，选用互联电压等级高，属强联系，交换功率大。电力系统互联主要是指后一种。

根据互联所承担的任务，论证并确定交换功率数，优选联络线路方案，包括互联方式、电压等级、电力网结构、线路回数和导线参数、送受端变电（或换流）站址、规模与设备等。根据交换功率数，对初步选择的互联电力系统方案进行经济输电能力、热稳定极限输电能力、电压降容许输电能力和系统稳定性容许输电能力验算（见输电能力）。

如图所示，互联方式有交流、直流和交直流混合三种。交流互联投资较省，结合中途落点可向沿途地区供电，但系



中国电力系统互联示意图

统稳定性水平降低，会出现系统间的低频振荡，送电距离过长时稳定问题较难解决；直流互联适用于输电距离和容量超过交直流输电经济分界点的情况、较长距离的跨海输电或者系统稳定和调度管理需要时；对于交直流混合互联，当交流系统故障时，在直流输电系统采取调制措施，可提高交流系统稳定水平，但当直流输电系统故障时对交流系统的影响也必须采取相应措施，因为直流输电系统故障强迫停运率仍然较高。

系统互联必须注意保持互联电力系统交换功率的稳定性，一般需要在两侧系统中采取自动的互联电力系统（或线路）功率偏差控制，使正常方式时各侧系统内负荷的正常变化通过调节该系统内发电出力自行补偿，以保持互联电力系统（或线路）的平均潮流符合计划规定的经济交换功率。

dianli xitonghuifu zhuangtai

电力系统恢复状态 （restoration state of electric power system） 电力系统在经历紧急状态（见电力系统紧急状态）后，事故已被抑制的运行状况。此时，电力系统中的部分元件（如发电机、线路和负荷）仍被断开，在严重情况下系统被解列为若干个独立的子系统。所以，要按事先拟订的应急预案，通过一系列的操作，使电力系统在最短的时间内恢复到正常状态（见电力系统正常运行状态）或警戒状态（见电力系统警戒状态），尽量减少对社会各方面的不良影响。这些操作包括：恢复和投入发电机的出力，恢复和投入输变电设备，恢复对开断的负荷供电，使系统解列的部分重新并列等。目前，这些操作大部分是人工进行的，也有少数应用自动装置重合被开断的线路或负荷，电压的恢复一般借助发电机（或调相机）的自动励磁调节器、无功补偿设备和变压器的分接头。

一次重大事故（见电力系统事故）后的电力系统恢复过程是一个有次序的协调过程，不恰当的恢复顺序可能会引起一次新的事故。应通过广域信息系统了解和确定系统的实时状态，如系统的频率和各母线的电压，发电机、线路和负荷的完好情况和接入或断开状态，系统的解列状态等。应使仍旧维持运转的发电机及输变电设备尽可能保证对未断开的用户供电。然后，使断开而没有损坏的发电机和输变电设备恢复出力并重新投入系统。在恢复过程中，根据被断开负荷的重要程度和系统的实际可能，逐个恢复对负荷的供电。在各个子系统已经恢复到一定程度后，即各部分系统的频率及电压接近或达到额定值后，应将在紧急状态时解列的子系统逐个重新并列，使系统尽可能恢复到事故前的运行状态。随着可用出力的增加和输变电设备的重新投入，逐步恢复对全系统供电。

在恢复过程中，应尽量避免出力和负荷间的动态不平衡和线路过负荷等现象的发生，应充分利用自动监视功能，观察恢复过程中各重要母线电压、线路潮流、系统频率等运行参数，以确认每一恢复步骤的正确性。

为了保证恢复过程的顺利进行，要求运行人员熟悉系统特点和各种恢复手段，对各种故障后恢复过程的操作顺序应有预案并确切掌握；要求通信设备和信息收集系统完备无损，以保证在恢复过程中各级运行人员的通信联系和重要设备的状态信息能正确无误地进入控制中心；各级控制中心及重要发电厂和变电站应有可靠的事故备用电源（见备用电源自动投入），以确保具备全系统的恢复能力。

Dianli Xitong Jishu Daoze

《电力系统技术导则》 （*Technical Guidelines for Power System Planning and Operation*） 总结中国电力系统多年工作经验，针对系统发展中的问题而制定的部颁导则。它是指导电力系统各有关部门和各专业处理有关电力系统工作中技术问题的依据。该导则是在对中国各大区电力系统进行全面的、系统的调查研究的基础上，总结了中国电力系统规划、设计、生产运行和科学试验的经验，同时适当参照了国外大电力系统的发展情况并结合中国具体条件而制定的。

批准单位和时间 《电力系统技术导则》于1984年12月由水利水电部以（84）水电办字第30号文件批准并颁发执行，标准号SD 131—1984。

主要内容 包括总则，对电力系统的基本要求，有功电源的安排，受端系统建设，电源的接入，系统间联络线，无功电源与电压控制，继电保护与安全自动装置，调度自动化和通信等。

总则

（1）电力系统包括发电、送电、变电、配电以及相应的通信、安全自动、继电保护、调度自动化等设施。电力系统规划、设计与运行的根本任务，是在国家发展计划的统筹规划下，合理开发利用动力资源，用最少的支出（含投资和运行成本）为国民经济各部门与人民生活提供充足、可靠和质量合格的电能。

（2）为了协调电力系统有关各部门与各专业间的工作，使电力系统规划、设计和运行相互配合，实现上述根本任务，特制定本导则，各部门应共同遵守。

（3）科研、试验部门应当分析研究各种可行的提高电力系统安全、经济和质量的技术措施，经过试验并试点取得经验后，在电力系统中推广采用。

对电力系统的基本要求 包括对电力系统规划和设计的基本要求，受端系统、联络线和电源接入系统的安全准则以及对继电保护、安全自动装置、系统自动化和电力系统通信的基本要求。

有功电源的安排 包括各种电源安排的原则，电源建设中基荷、腰荷、调峰和调频等不同性质电厂的安排；明确了全系统性和区域性电厂的任务以及有功备用容量的分类及其数值。

受端系统建设 包括受端系统的安全准则，无功事故补偿能力和事故后电压下降允许值，以及大城市枢纽变电所的建设原则。

电源的接入 包括发电厂出线的选定原则，不同容量的电厂和机组接入相应电压电力网的原则，不同类型电厂送出线电压的选择原则，规划设计电力网结构时应特别注意的防止受端系统崩溃的一些重要原则以及电源接入系统的送电回路的安全准则。

系统间联络线 包括建设联络线应注意分析研究的主要方面，联网的必要条件，联络线电压的选择原则、输电能力的确定和安全准则，交直流混合联络线的安全准则。

无功电源与电压控制 包括无功电源的安排原则，无功补偿分层、分区和就地平衡的原则，无功补偿装置的选择，

330～500kV线路充电功率的补偿原则和高压并联电抗器的装设条件以及设置变压器带负荷调压的原则。

继电保护与安全自动装置　包括为保持系统稳定规定的超高压线路的故障切除时间，500kV线路单相重合闸的方式和选用原则，按频率降低自动减负荷的整定原则及切除负荷容量的配置，按电压降低自动减负荷装置的装设原则和解列点的设置原则。（见电力系统继电保护、电力系统安全自动装置）

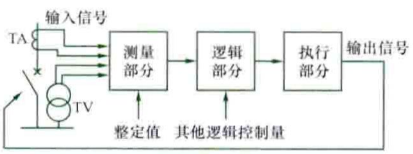
调度自动化和通信　包括对发电厂、变电所设施为满足系统调度自动化的要求，调度自动化系统为满足系统安全监控的要求，对调度中心和受其调度的主要发电厂、变电所之间通信通道的要求，通信网规划建设应综合考虑的因素和微波干线落点的原则，对通信设备的电源和备用电源的要求。

dianli xitong jidian baohu

电力系统继电保护　(electric power system protective relaying)　电力系统发生故障或出现异常运行工况时，发出告警信号或者直接向所控制的断路器发出跳闸命令，将故障部分隔离、切除的自动化措施和设备。继电保护是保证电力系统安全稳定运行的第一道防线，若继电保护切除故障后仍不能维持系统稳定，还需进一步采取其他安全稳定控制措施（见电力系统安全自动装置），以防止系统稳定破坏或系统崩溃，避免发生大范围停电事故。

继电保护原理　为完成继电保护所担负的任务，要求它能够正确地区分电力系统正常运行状态与故障或异常运行状态。继电保护的基本原理是在电力系统故障分析的基础上，从各种测量量中迅速准确地找出有别于正常运行状态的故障或异常运行状态的特征量，利用不同的特征量构成不同原理的继电保护。利用电流增大的特点可以构成过电流保护；利用电压降低的特点可以构成低电压保护；同时利用电流增大和电压降低的特点可以构成反映电压与电流比值的阻抗保护；利用电压与电流之间相位角的变化可以构成方向保护；利用负序（或零序）电压（或电流）可以构成灵敏的序分量保护；利用电气元件流入与流出电流的相量差可以构成电流差动保护等。

此外，还可以根据电气设备其他物理量变化特征实现非电气量保护。当变压器油箱内部的绕组短路时，反应于油受热分解所产生的气体而构成的瓦斯保护；当变压器、电机过负荷或冷却系统故障时，直接反应于绕组、油温或其他部件温度升高而构成的过热保护等。



继电保护实现方式示意图

实现方式　继电保护主要由测量部分、逻辑部分和执行部分实现，如图所示。

测量部分由测量元件构成，其输入信号为被保护设备的各种电气量，通常取自相关的电流互感器（TA）和电压互感器（TV）。将测量获取的故障特征量与事先设定的动作值（整定值）进行比较，判别被保护设备是否发生故障或处于异常运行工况。继电保护装置的测量部分常常包含多个不同的测量元件，它们各自独立地完成规定的测量和判别任务，并给出相应的一组逻辑输出信号。这些逻辑信号交由逻辑部分处理。逻辑部分执行布尔逻辑和时序逻辑操作，最终实现保护装置是否应该使断路器跳闸或发出告警信号的决策，并将有关执行指令传给执行部分。执行部分根据逻辑部分传送的信号，最后完成保护装置所担负的对外操作的任务，如断路器的跳闸或发出声光报警信号等。

基本性能要求　对电力系统继电保护的基本性能要求包括可靠性、选择性、快速性、灵敏性，简称“四性”。这些要求有的相辅相成，有的相互制约，需要针对不同的使用条件，分别地进行协调。继电保护越灵敏，越能可靠地反应于要求动作的故障或异常状态；但同时，也越易于在非要求动作的其他情况下产生误动作，因而与选择性发生矛盾，需要协调处理。

可靠性　继电保护可靠性是对电力系统继电保护的最基本性能要求，分为可信赖性与安全性两个方面。

（1）可信赖性。要求继电保护在设计要求它动作的异常或故障状态下，能够准确地完成动作。

（2）安全性。要求继电保护在非设计要求它动作的所有情况下，能够可靠地不动作。

可信赖性与安全性都是继电保护必备的性能，但两者相互矛盾。在设计与选用继电保护时，需要依据被保护对象的具体情况，对这两方面的性能要求适当地予以协调。对于传送大功率的输电线路保护，一般宜于强调安全性；而对于其他线路保护，则往往宜于强调可信赖性。至于大型发电机组的继电保护，无论它的拒绝动作或误动作跳闸，都会引起巨大的经济损失，需要通过精心设计和装置配置，兼顾这两方面的要求。

选择性　继电保护动作时，应在尽可能最小的范围内将故障元件从电力系统中切除，尽量缩小停电范围，最大限度地保证系统非故障部分继续运行。继电保护选择性包含两方面的要求：一方面是首先应由装在故障元件上的保护装置动作切除故障；另一方面需考虑电力系统继电保护装置或断路器由于自身故障失灵等原因而拒绝动作时，由相邻元件的保护装置切除故障。

快速性　继电保护快速性是指继电保护应以允许的可能最快速度动作于断路器跳闸，以切除故障或中止异常状态发展。继电保护快速动作可以减轻故障元件的损坏程度，提高线路故障后自动重合闸的成功率，并特别有利于故障后的电力系统同步运行稳定性。快速切除线路与母线的短路故障，是提高电力系统暂态稳定性的最重要手段。

灵敏性　继电保护灵敏性是指继电保护对设计规定要求动作的故障及异常状态能够可靠地动作的能力。故障时保护装置测量的故障特征量与给定的保护动作值之比，称为继电保护灵敏系数。它是考核继电保护灵敏性的具体指标，在一般的继电保护设计与运行规程中，都有明确的规定要求。

发展概况　在20世纪50年代及以前，继电保护的实现主要采用电磁型的机械元件；随着半导体技术的发展，陆续采用了整流型元件和晶体管分立元件。1953年，中国第一台保护继电器诞生。70年代后，由集成电路元件构成的继电保护得到广泛运用。80年代后，特别是进入90年代以来，微机型继电保护已逐步占据主导地位，继电保护设备的可靠性及运行与维护的方便性不断得到提高。随着电力系统的不断

发展，先进的传感测量技术、信息通信技术、分析决策技术和自动控制技术等，将为继电保护的发展提供有力支撑；自适应保护、暂态量保护、智能整定、自适应重合闸等继电保护新技术将得到大力发展，站域保护技术和广域保护技术将在电力系统中得到进一步推广应用。

参考书目

王梅义．电网继电保护应用．北京：中国电力出版社，1999.

朱声石．高压电网继电保护原理与技术．4版．北京：中国电力出版社，2014.

张保会，尹项根．电力系统继电保护．2版．北京：中国电力出版社，2010.

dianli xitong jidian baohu peizhi

电力系统继电保护配置

(disposition of electric power system protective relay)　在组成电力系统的各个电力元件上，安装技术性能合乎要求和相互协调的继电保护装置的设计技术。继电保护配置应满足可靠性、选择性、快速性及灵敏性的要求。

电力系统元件继电保护的总体配置　包括电力系统主保护与后备保护、断路器失灵保护。

电力系统主保护与后备保护　电力系统元件（发电机、变压器、线路、母线、电动机等）继电保护的基本任务，也是对继电保护配置的总体要求。当被保护的电力系统元件发生故障时，应该由该元件的继电保护装置迅速准确地给故障元件电气距离最近的断路器发出跳闸命令，使故障元件及时从电力系统中断开，以最大限度地减少对电力元件本身的损坏，降低对电力系统安全供电的影响，并满足电力系统的某些特定要求（如保持电力系统的暂态稳定性等）。充当这种第一线保护作用的继电保护称为主保护。而当这个任务不能实现时，则应由其他的继电保护或相邻电力元件的继电保护动作，将故障元件自电力系统中断开。承担后一种保护作用的继电保护称为后备保护。

在广泛采用的数字化保护中，电力系统主保护和电力系统后备保护通常由同一装置实现。对于中低压电力线路及小容量发电机和变压器，一般采用单重化配置方式，即只配置一套包含主保护和后备保护的装置。对于大容量发电机与变压器和220kV及以上电压等级的输电线路，往往采用双重化配置方式，即配置两套独立的保护装置，以提高保护系统的可靠性。对于某些特大容量的发电机可根据需要配置三套保护装置，并采用“三取二”的原则，既能有效防止保护拒动，又可避免保护误动的风险，因为这两者都会带来巨大的经济损失。对于220kV及以上电压等级的输电线路，为了弥补远后备保护灵敏度不足和动作速度较慢的缺陷，通常还配置断路器失灵保护，以加快断路器失效拒动时故障的切除速度。

断路器失灵保护　当判定保护装置已动作发出给断路器的跳闸命令，经过足以判别的最小时间间隔，确证断路器尚未跳闸时（往往以电流继续通过已向它发出了跳闸命令的断路器为判据），将同一变电站中在电回路上最靠近拒动断路器且接有电源的所有其他相邻断路器断开，以断开到故障点的全部电源的一种特殊保护回路。它用于对相邻元件后备保护作用不足的情况，主要是220kV及以上的超高压线路，又称后备接线。

电力系统元件继电保护配置的基本内容　包括相间故障保护、接地故障保护、电力设备专用保护。

相间故障保护　用于相对相或相与相对地短路故障时的保护。这类故障的特点是通过故障点的电流大，邻近变电站的母线电压有较大的下降，无论对电力元件本身，或者对于电力系统的安全稳定运行都将带来严重的不良后果，因而要求尽可能快速地将故障切除。用于发电机、变压器等电力元件的相间保护，主要是比较两侧电流大小、相位或大小及相位的差动保护；对于输电线路的相间保护，则因所在电力网的电压等级、电力网结构的复杂性等而有很大的差异，最简单的如反应相电流的过电流保护，复杂的则需借助通信通道实现线路纵联保护。

接地故障保护　依单相接地故障时通过故障点的电流大小而定，主要分为两大类别。①通过故障点的电流大，和相间故障一样，同样要求快速地将故障切除。②通过故障点的接地电流被限制到允许故障元件带接地故障短时间运行的水平，可以只发出接地警报，由运行人员将故障元件原来所带的电力负荷转移到其他电力系统元件上，然后手动将故障元件断开。

电力设备专用保护　结合电力设备故障特点实现和按设备特殊要求装设的继电保护。例如，反应变压器内部故障的气体保护；保护大型发电机转子过热的负序电流保护等。

电力系统安全自动装置的配置　电力系统安全自动装置是为了防止系统失去运行稳定性和避免发生大面积停电，保证电力系统整体安全运行而配置的特殊保护系统。需要结合每个系统的特殊需要，进行专门设计并在系统中的适当地点安装使用。在安全自动装置中，以故障断开后自动恢复送电的线路自动重合闸装置的采用最为广泛，基本上在所有输配电线路上都进行配置；其次是为了防止电力系统频率崩溃的自动低频减负荷装置，在每个电力系统中都需要装设。其他的则视系统需要而定。（见电力系统安全自动装置）

dianli xitong jidian baohu yu anquan zidong zhuangzhi sheji

电力系统继电保护与安全自动装置设计

(planning of relay protection and security automatic equipment)　电力系统建设整体发展方案中有关继电保护与安全自动装置部分的系统设计方案。电力系统继电保护设计是在分析计算的基础上，在电力系统各个电力设备上，逐一配置技术性能合乎要求及动作特性相互协调的继电保护装置（见图1～图3）。设计中要解决这些装置的配置原则、配置方案、选型、参数选择、整定计算及从交流电流、电压输入到出口跳闸的整个保护回路连接等一系列问题，使之满足可靠性、选择性、灵敏性及速动性的要求，能及时切除电力系统内各种故障。电力系统安全自动装置设计是要解决整个电力系统紧急



图1　CSC-211型数字式线路保护测控装置



图2　CSC-326GL型数字式变压器保护测控装置



图3 CSC－B50型可编程自动化控制器

状态下的实时控制，通过分析论证确定各类安全自动装置在电力系统预定地点的配置、性能要求和构成方案，目的在于防止电力系统的稳定破坏或事故扩大，造成大面积停电或对重要用户长时间中断供电。

电力系统继电保护与安全自动装置设计内容一般包括：①设计依据及电力系统状况分析；②计算与分析；③配置方案；④对有关专业的要求；⑤投资估算等。

设计依据及电力系统状况分析　可根据所下达的设计任务或有关单位委托的设计任务书，或与建设单位签订的设计合同进行设计。设计应论述原有系统继电保护与安全自动装置的配置状况及存在问题，并根据设计水平年电力系统结构特点和运行方式进行初步分析，指出系统稳定与安全运行对继电保护与安全自动装置的要求，明确设计中要解决现存的薄弱环节或需要重点研究的课题以及运行或建设单位对设计的要求等内容。

计算与分析　电力系统继电保护计算的目的是论证电力系统继电保护配置方案的合理性与可行性，计算一般按国家或行业颁发的有关设计与整定计算规程进行。如中国按DL/T 559—2007《220kV～750kV电网继电保护装置运行整定规程》等进行，计算项目包括运行方式确定、各种故障状态下短路电流计算、保护动作参数及时间选择以及灵敏度校验和配合等。电力系统安全自动装置计算，主要是在电力系统设计稳定计算的基础上，侧重于校核当电力系统发生了性质较严重但概率较低的单一故障（如单回线单相永久性故障重合不成功或无故障三相断开不重合、任一段母线故障、同杆并架双回线的异名两相同时发生单相接地故障重合不成功、直流输电线路双极故障）时，配置必要的安全自动装置（如安全稳定控制装置），以保持系统稳定（允许损失部分负荷）。

配置方案　电力系统继电保护配置包括对每一电力元件主保护、后备保护及断路器失灵保护等的配置。配置方案由各电力元件在电力系统中所处地位及重要程度决定，一般要考虑：①电力设备和电力网的结构特点和运行特点；②故障出现的概率和可能造成的后果；③电力系统的近期发展规划；④相关专业的技术发展状况；⑤经济上的合理性；⑥国内和国外的经验等诸多方面因素。继电保护的具体配置内容包括线路保护、自动重合闸、母线保护、断路器失灵保护、短引线保护、线路过电压保护、远方跳闸保护、故障录波器、专用故障测距、继电保护及故障录波信息管理系统等。（见电力系统继电保护配置）

电力系统安全自动装置配置应根据电力系统设计提出的要求和对系统稳定计算分析的结果，确定在电力系统中需要配置的安全自动装置类型、地点及数量、技术性能要求等。根据电力网结构不同及运行方式变化和系统要求，安全自动装置可按分散式和集中式两种方式配置。分散式仅采用当地有关信息，实行就地控制；集中式则除采取当地有关信息外，还需通过信息通道收集系统中其他厂站有关信息，进行综合处理与判断，而后向相关厂站发出控制命令。（见电力系统安全自动装置）

对有关专业的要求　主要包括电力网接线及运行方式，发电厂、变电站的主接线方式，断路器及其跳合闸线圈数量和参数，电流、电压互感器铁芯的准确等级、个数、变比，直流操作电源，信息传送通道及接口配合，调度自动化及厂（站）监控系统的协调等。

投资估算　列出设计中所需继电保护及安全自动装置类型、数量及投资估算费用。投资估算一般为新建厂（站）设备投资，对原有厂（站）继电保护及安全自动装置改造部分投资及科研与开发项目投资宜分项列出。

系统继电保护与安全自动装置设计成品应包括现有及设计水平年限电力系统单线接线图和相应继电保护与安全自动装置配置图，分析计算主要结论、图表及文字说明，对重要问题需特别论述的可附专题分析报告。

dianli xitong jinji zhuangtai

电力系统紧急状态　（emergency state of electric power system）　电力系统在遭受大的干扰（包括事故）或出现异常现象后的运行状况。这时，电力系统偏离正常运行方式（见电力系统运行），电力供需失去平衡，某些保证系统安全性的约束条件受到破坏（如线路潮流或系统其他元件的负荷超过极限值），并且由于系统的电压和频率超过或低于允许值，直接影响对负荷的正常供电。这时，如果能及时而正确地采取一系列紧急控制措施，就有可能使系统恢复到警戒状态（见电力系统警戒状态），以至正常状态（见电力系统正常运行状态），否则就会进一步恶化系统的运行条件，或者使故障扩大和发展，从而有可能使系统失去稳定而解列成几个子系统，大量切除负荷及发电机组，最终导致大面积的停电和全系统的崩溃（见电力系统重大事故）。

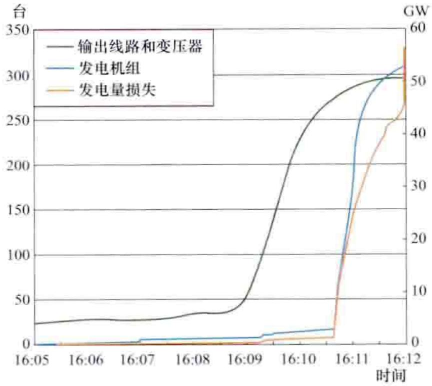
电力系统紧急状态时的控制目的　迅速抑制事故及异常现象的发展和扩大，尽量缩小故障延续时间及其对电力系统其他非故障部分的影响，使电力系统能恢复到一个合理的运行水平。电力系统紧急状态控制一般分为选择性切除故障和防止事故扩大两个阶段。在选择性切除故障阶段，有选择地切除发生故障的系统元件（如发电机、线路、负荷等），以避免对电力系统正常工作部分的影响和个别发电机的失步。在防止事故扩大阶段，即故障切除后，如继续出现紧急状态，不能立即恢复到警戒（或正常）状态，除了需要采取各种安全控制措施外，允许对部分用户停止供电，以免发生连锁性的故障或电力系统的瓦解。同时，应尽可能缩小停电范围，使对用户造成的影响为最小。

紧急状态中的主要危急现象及其相应的安全控制措施　包括频率下降、电压下降、线路或变压器断开和过负荷、稳定破坏、系统振荡等危急现象及其控制措施。图中示出了2003年“8·14”美加大面积停电事件输电线路和变压器、发电机跳闸及发电量损失的情况。

（1）频率下降。在电源开断或负荷突然增大时，由于电源和负荷间有功功率的严重不平衡，会引起电力系统频率突然大幅度下降，威胁电力系统的正常运行，例如汽轮机叶片的强烈振动，发电厂辅助机械的不正常工作等。如果不立即采取使频率迅速恢复的措施，将会使整个发电厂解列，产生频率崩溃（见电力系统频率崩溃），导致全系统的瓦解。

控制频率下降的措施有：①立即增加有旋转备用的机组出力；迅速起动备用机组，如使调相或停用的水轮发电机进

入发电状态；起动燃气轮机组；抽水蓄能发电厂迅速由抽水运行方式改为发电运行方式。②紧急控制负荷。③装设自动低频减负荷装置，根据频率降低的程度，分级顺序切除负荷。④为保证发电机辅助机械的正常工作，可使一台（或几台）发电机与系统解列，用来保证全发电厂辅助机械及部分地区负荷的供电。



2003年“8·14”美加大面积停电事件输电线路和变压器、发电机跳闸及发电量损失的累计曲线

（2）电压下降。由于无功电源（发电机、调相机、电容器或静止无功补偿器等）的突然切除，或者在无功电源不足的电力系统中无功负荷增加时，有可能使电压大幅度下降到极限电压以下，这时，系统中大量电动机堵转而吸收大量无功功率，并联无功补偿出力下降，从而电压进一步下降，导致电压崩溃（见电力系统电压崩溃）。

从电压下降开始到发生电压崩溃，要经历一定的时间，所以一般来得及采取有效的提高电压措施。可以调节发电机和调相机的励磁系统以及静止无功补偿器等动态无功补偿设备，在不使机组过载的条件下，增加无功出力，维持电力系统的电压。在紧急时，允许发电机的定子电流和转子电流短时间过载。如果有备用机组，也要投入。也可投切接在超高压线路上的并联电抗器或各级电压母线上的并联电容器，来调节电力系统的无功出力，改善系统电压。在采用上述办法仍不能使电压恢复时，可紧急控制负荷，实施低电压减负荷，根据设定的电压值及相应的时限分级切除部分负荷（见自动低压减负荷）。

（3）线路或变压器断开和过负荷。在电力系统发生故障后，一般由继电保护或自动装置动作（必要时也可人工干预），将发生故障的元件断开。断开故障元件往往会引起一系列影响系统安全性的后果。在单端供电情况下，将使用户停电；在有平行回路或环网情况下，负荷转移将使其他元件过载或进一步威胁系统的安全；当故障线路为联络线时，将使电力系统解列。当出现上述情况时，一方面要尽快恢复故障后被切除的线路，如切除的是架空线路则可应用单相或三相自动重合闸装置，将架空线路自动重新合上，恢复运行；另一方面当确认故障不能马上消除时，要采取相应的措施，如局部改变发电机组间的出力分配，控制潮流或限制局部负荷等，避免电力系统运行情况的进一步恶化，并避免出现连锁故障。

（4）稳定破坏。电力系统稳定的破坏是事故后系统有功功率或无功功率严重不平衡的结果，是影响电力系统安全运行的最严重后果。对由于短路故障或输电线路断开而使送端发电机的电磁功率减少引起的功率不平衡，为了不使发电机加速而失去稳定，可迅速切除部分送端的发电机组，使剩余机组的原动机输入功率和输出的电磁功率尽可能趋于平衡，以抑制发电机转子的加速。采用这一简便措施时还应考虑全系统的功率供需平衡，必要时应同时考虑切除部分负荷的措施。根据不同的系统结构和运行要求，还可采用其他故障后提高稳定的措施，例如电气制动、快关汽门、汽轮机的旁路阀门控制、快速励磁控制、串联电容器的切换、柔性输电系统控制、调节直流输电功率等。

（5）系统振荡。电力系统稳定破坏或其他一些原因（如发电机失磁、电源的非同步合闸、负值阻尼或持续的周期性扰动等）均可能引起电力系统振荡，这时各发电机和电源联络线上的功率、电流以及母线电压均有不同程度的周期性波动。电力系统中不允许振荡长期存在，因为大幅度的电压和功率波动将严重影响用户的正常工作，使设备受到损坏，甚至使事故进一步扩大。广泛采用的平息振荡措施有：①恢复同步，通过调节发电机的出力（包括切机）和负荷的切换，使电力系统各发电机间的频率差缩小，以至相等而进入同步；②系统解列，在电力系统中的适当地点将系统分解成两个或几个子系统，使由于频率不等而发生振荡的两部分系统断开，从而消除振荡（见并列与解列）。

表中列出各种紧急状态的控制措施及其相应的控制效果。

电力系统紧急状态控制措施及其相应的控制效果

效果 措施	使部分系统或全系统供需平衡	避免线路过载	避免失去稳定				保住非故障部分和维持系统完整性	提高恢复能力
			静稳定	暂态稳定		电压稳定		
				非周期性	周期性			
减少负荷								
1. 降低电压	▽	△						
2. 切负荷	▽	△	△	△	△	△		
发电机组								
1. 减出力	△	▽	△	▽	▽			
2. 切机	△	▽		△	▽		△	▽
3. 使辅机隔离								
4. 调节励磁和调速				▽	▽	△		
5. 电气制动				▽				
6. 快关汽门				▽				
7. 快速励磁				▽	△	△		
8. 旁路阀门								△
9. 改变抽水蓄能发电方式	▽	△	△	△	△			
10. 起动水轮机和燃气轮机	▽							▽
电力网								
1. 重合闸（快速）		△		▽				▽
2. 重合闸（慢速）		▽						▽
3. 插入串联电容				▽				
4. 解列							▽	△
5. FACTS装置	△	△	▽	▽	▽	▽	▽	△

注：1. ▽表示这种措施的主要作用。
2. △表示这种措施的次要作用。

参考书目

袁季修．防御大停电的广域保护和紧急控制．北京：中国电力出版社，2007.

dianli xitong jingji diaodu

电力系统经济调度 （economic dispatching of electric power system） 在满足电力系统安全运行和电能质量的前提下，合理利用能源和设备，以最低的发电成本或燃料费用保证对用户可靠供电的一种调度方法。电力系统经济调度的早期发展可划分为两个阶段，20世纪60年代以前为经典经济调度，60年代以后为现代经济调度。进入20世纪90年代，世界各国纷纷开展电力市场研究，多国推行了电力市场的发电竞价交易与调度，中国也在2007年推行了以节能和环保为重点的节能发电调度试点。

经典经济调度 20世纪初提出了并列运行机组间负荷分配问题，早期所提是按机组效率和经济负荷点的原则，实际并未达到最优。30年代初期提出按等微增率分配负荷，至1934年从理论上证明了它是最优准则。

输电损失对经济负荷分配有一定的影响，但在没有计算机的年代涉及网络计算是一个困难问题。20世纪40年代初提出了用各发电厂出力表示的网损公式（即B系数），极大地减少了网损及其微增率的计算量。50年代初提出了发电与输电的协调方程式。

水火电联合调度也是最早提出的经济调度问题之一，直到20世纪50年代初才提出定水头水电厂的水火电协调方程式，50年代末期进一步提出了变水头水电厂的水火电协调方程式。

等微增率、发电输电协调（网损修正）和水火电协调奠定了经济调度的理论与实践的基础，但由于当时受到计算工具的限制（曾使用过负荷经济分配计算尺和模拟计算机）难以考虑网络上的安全限制，这一时期称为经典经济调度阶段。60年代以后，数字计算机和最优化技术引入电力系统，经济调度随之发展到一个新阶段。（见等微增率经济调度和水火电混合系统有功功率经济分配）

现代经济调度 最有代表性的是20世纪60年代初期提出的最优潮流，它有两个概念性发展，即统一考虑经济性与安全性和统一考虑有功功率与无功功率的调度。这是一个典型的非线性规划问题，计算上的困难妨碍了实用化进程。80年代中期最优潮流计算技术已趋成熟，但实用化进程仍然缓慢。这一时期实用的主要是基于简化模型和线性规划技术的有功安全约束调度。

动态规划在20世纪60年代初期推动了水火电经济调度的进展，在60年代中期较好地解决了机组经济组合的理论与实用问题。70年代大系统分解协调理论进一步完善了水火电调度理论。80年代初期采用网络流规划在解决变水头、梯级和抽水蓄能电厂的优化调度问题中，显示出很大的优越性。80年代末电力系统经济调度，可归纳为经济调度模型、长期运行计划、短期调度计划和实时发电控制等4个方面。随着时间的推移和技术的进步，又提出了电力市场发电调度和节能发电调度。

经济调度模型 将电力系统经济特性和安全特性转化为数学表达式。经济调度模型主要包括火电机组模型、网络模型、水电机组模型、水电厂水库模型、负荷模型和燃料供应模型。

（1）火电机组模型。锅炉、汽轮机和发电机合称为机组，其经济特性主要是耗热量-出力曲线、耗热微增率-出力曲线和起动耗热量-停机时间曲线。有时将耗热量转换为燃料量或费用。

（2）网络模型。经典经济调度按简化网络模型（B系数）用各电厂出力计算网损及其微增率，而现代电力系统经济调度应用完整的网络模型直接计算各支路潮流和网损。

（3）水电机组模型。水轮机（有时包括引水管路）和发电机合称为机组，其经济特性是各工作水头下的耗水量-出力曲线和耗水微增率-出力曲线，在变水头水电厂调度中往往将出力化为耗水量和水头（或存水量）的函数。

（4）水电厂水库模型。主要是上游水库的水位-库容曲线，抽水蓄能电厂还要表达下游水库的水位-库容曲线，梯级调度进一步要表达各级水库之间的联系。

（5）负荷模型。经典经济调度应用系统总负荷，现代经济调度应用各母线负荷。当电能不足的情况下需将各负荷分为可中断、可控制和不可中断、不可控制等类型。

（6）燃料供应模型。表示燃料产地、运输、贮存、混合及发电各环节中的费用和限制。

长期运行计划 周期为数周、数月或数年，时段为数日、周或月的运行计划。根据系统发电与输电设备、负荷、来水和燃料情况预测，编制设备检修和资源利用计划，使计划周期内总发电成本降至最低。长期运行计划主要包括检修计划、长期水火电计划、长期交换计划和长期燃料计划。

（1）检修计划。编制一年或数年发电设备检修计划应考虑设备状态和检修周期，备件、维修、人力和机修场地的可能性及时间上的配合（如枯水期检修水电机组，丰水期检修火电机组，补充核燃料时检修核电机组）。

（2）长期水火电计划，也称水库调度计划。提出一年或数年内逐周逐月的发电用水策略，考虑负荷、来水和燃料供应情况的不确定性，维持电力系统运行成本的期望值最低。对纯水电系统目标函数为：保证电能供应，销售过剩电能获利最大，不足电能外购费用最少或限制负荷损失最小等。

（3）长期交换计划。确定与其他系统（或公司）长期最优交换电能策略（或合同），通常按季度确定购销电量。

（4）长期燃料计划。确定一年或数年内逐周或逐月的燃料购买、运输、存贮和消费计划（或合同），使计划周期内发电燃料费用最少。

短期调度计划 未来数小时、一日、一周或数周的发电计划。短期调度计划主要包括火电调度计划、机组经济组合、水火电调度计划、燃料约束调度、交换功率计划。

（1）火电调度计划。火电部分逐时段的经济调度计划，其目的是在满足系统负荷和安全约束条件下使发电费用降至最低。为了火电厂运行的安全与经济，多使其带基本负荷并尽量减少其出力波动。

（2）机组经济组合。确定某一周期（日或周）内各时段机组起停计划，在满足负荷、备用、机组、系统和环境等约束条件下，使整个周期发电和起动费用（或成本）降至最低。

（3）水火电调度计划。在水火电联合系统中，对某周期

中各时段进行负荷经济分配，除满足负荷及其他限制条件外，还要满足各水电厂发电用水条件，使整个周期内系统总发电费用（或成本）降至最低。根据系统情况可分为定水头、变水头、梯级和抽水蓄能等类型的水电厂的调度。纯水电系统的经济调度目标为：发电用水量最少、弃水量最少、售电价值最高或购电费用最少等。

（4）燃料约束调度。在发电调度计划中考虑某些发电厂在调度周期内（日或周）消耗规定的燃料量或发出规定的电量。

（5）交换功率计划。确定某一周期内各时段与其他系统（或公司）交换电能计划，满足某些约束（如功率或电量限制）条件下获得最大经济效益。

实时发电控制　按秒或分控制各机组出力和联络线功率，考虑系统运行的安全、质量和经济性（包括机组升降出力速度限制）。实时发电控制主要包括实时经济调度、运行备用调度、安全约束调度和环境调度。

（1）实时经济调度。某时刻分配已运行机组的出力，在满足系统负荷的条件下使发电费用最少。主要考虑机组经济特性、厂用电、燃料费用和网损等因素，有时考虑维护费、可中断负荷和可控负荷。

（2）运行备用调度。确定运行机组起停及出力分配不仅要满足系统预计负荷，还要满足负荷随机变化、负荷预报误差和发电设备的非计划停运。备用分为旋转备用和冷备用两类。（见电力系统备用容量）

（3）安全约束调度。调整各机组出力（或起停），解除支路潮流过负荷。

（4）环境调度，也称防污染调度。在经济调度中考虑将各发电厂对环境污染（二氧化硫等）保持在允许程度内。

电力系统经济调度内容已归入到能量管理系统之中，其应用过程是先建立数据库，再由长期至短期实施计划、调度和控制。经济调度数据库包括火电机组、电力网、水电机组、水库和燃料等方面的经济与安全模型与参数；每年（或季）根据负荷、来水、燃料和设备情况的预测，编制下一年度（或季）的检修、水库、交换电量和燃料计划；每日根据负荷、发电用水、燃料、交换电量和机组情况的预测（或计划），编制次日调度计划，包括机组组合和火电调度计划，必要时还要进行水火电协调、燃料约束、交换功率和安全约束调度；实时发电控制力图实现日调度计划规定的机组出力和联络线功率，对非预想的变化计算新的调度计划，并根据具体情况进行备用、安全约束和环境污染方面的修正。

在 20 世纪 50～60 年代，中国几个容量较大的电力系统就开展了经济调度工作，曾进行过机组微增曲线编制、网损修正 B 系数计算、火电调度计划和水火电协调计划等工作，并研制过经济负荷分配计算尺和模拟机。由于受计算工具的限制和缺电的影响，70 年代经济调度工作停滞了一段时间。80 年代初引入计算机后，许多电力系统开始不同程度用计算机开展经济调度工作，例如编制日计划，其内容包括负荷预测、火电经济调度计划、机组经济组合、网损修正、水火电协调、梯级调度、安全约束调度和燃料约束调度等。进一步的工作是开发完整的能量管理系统和实现发电控制，并加强基础资料工作。

电力市场发电调度　20 世纪 80 年代末开始，智利、英国、巴西、美国等纷纷对电力工业进行了重构或管理体制改革。电力工业重构将原来一体化管理的发电、输电、配电和售电的功能分离，形成了新形式的电力联营。到 90 年代末期，世界上大多电力系统开展了电力市场的研究和实践，电力市场已成为人们普遍接受的一种电力运营模式。中国的电力市场改革由 90 年代初期的研究工作开始，在 1998 年前后，先后选择了 6 个省级电网试行发电侧竞价上网和电力市场，开发出的包括电厂报价和竞价交易平台的运营系统在 2000 年前后相继试运行。2002 年国务院颁布的《电力体制改革方案》的总体目标是：“打破垄断、引入竞争、提高效率、降低成本、健全电价机制，优化资源配置，促进电力发展，推进全国联网，构建政府监管下的政企分开，公平竞争，开放有序，健康发展的电力市场体系”。国家电力监管委员会发布了一系列的规则和规定，如《国家电力监管条例》（国务院第 432 号令）《电力市场监管办法》《电力市场运营基本规则》《电力业务许可证管理规定》《供电服务监管办法（试行）》《输配电成本核算办法（试行）》《跨区调度规则》《电力用户直购》《电力市场运营系统功能规范》《区域电力市场建设》等多个文件，为省级和区域级电力市场工作的开展在理论和实践积累了经验。在电力市场环境下，发电机组的出力分配主要由发电机组和发电厂的竞价价格确定，报价低的机组优先发电。电力市场在发电领域引入价格竞争，通过市场竞争机制决定的发电调度有助于企业公平竞争，促进发电厂降低成本，提高企业的竞争能力，但不能确保实现常规经济调度所追求的系统总体燃料或系统总成本的最低优化。

节能发电调度　为提高电力工业能源使用效率，节约能源，减少环境污染，促进能源和电力结构调整，确保电力系统安全、高效运行，实现电力工业的可持续发展，依据《中华人民共和国电力法》《电网调度管理条例》和《电力监管条例》，2007 年 8 月中国国务院办公厅发布了《节能发电调度办法（试行）》。《节能发电调度办法（试行）》以确保电力系统安全稳定运行和连续供电为前提，以节能、环保为目标，通过对各类发电机组按能耗和污染物排放水平排序，以分省排序、区域内优化、区域间协调的方式，实施优化调度，并与电力市场建设工作相结合，充分发挥电力市场的作用，努力做到单位电能生产中能耗和污染物排放最少。通过组织试点推进节能发电调度，在保障电力可靠供应的前提下，按照节能、经济的原则，优先调度可再生发电资源，按机组能耗和污染物排放水平由低到高排序，依次调用化石类发电资源，最大限度地减少能源、资源消耗和污染物排放。

参考书目

强金龙，于尔铿，等．电力系统经济调度．哈尔滨：哈尔滨工业大学出版社，1993.

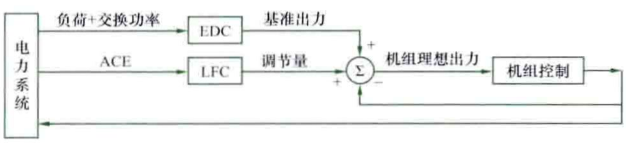
dianli xitong jingji diaodu kongzhi

电力系统经济调度控制　(economic dispatching control of electric power system，EDC)　在满足电力系统安全、电能质量和备用容量情况下，基于系统有功功率平衡的约束条件并考虑有功网络损耗的影响，以全系统发电（运行）成本或燃料费用最低为目标，在满足发电机有功出力约束情况下，分配各可控发电机组的有功发电出力的调度方法。它和

有功功率与频率自动控制相结合，构成电力系统调度自动化能量管理系统（energy management system，EMS）中有功发电调度的基本应用。

由于制订日前发电计划时依据的是日前做出的短期负荷预测值，该值和系统实际负荷可能有较大偏差（可达2%～3%），实时运行中这一偏差如果完全由自动发电控制（automatic generation control，AGC，见有功功率与频率自动控制）机组承担，会使系统自动发电控制性能下降，偏差大时调度员（见电力系统调度员）不得不人工干预，修改日前发电计划。而电力系统经济调度控制可以在当前负荷情况下，实时进行超短期负荷预测，将日前短期负荷预测和实时超短期负荷预测两者之间的偏差分配给实时调度机组，分配时，考虑给自动发电控制机组留有足够的调整空间。这样，自动发电控制机组只承担超短期负荷预测和实际负荷之间的偏差，而这个偏差相对较小（<1%），所以自动发电控制调节性能可以大大改善。由于电力系统经济调度控制是按照优化原则分配发电机的输出功率的，所以实施电力系统经济调度控制的系统可以获得经济运行的效果；另一方面使用电力系统经济调度控制功能还可以大大减少调度员人工调节的工作量。

运行模式　在能量管理系统中，电力系统经济调度控制一般每5min（或当调度员改变机组控制方式或经济调度限值时）计算一次，求得各机组的基准出力；负荷频率控制（load frequency control，LFC，见有功功率与频率自动控制）则每2～8s计算一次，求得各机组当前的出力调节量。两个输出（基准出力和调节量）合成为送往机组的控制命令，即当前机组的理想出力，如图所示。



EDC+LFC功能简图

模型和算法　实时经济调度控制的数学模型是

$$\left.\begin{aligned}&\min\sum_{i\in G}F_i(P_i)\\&\text{s. t. }\sum_{i\in G}P_i-P_{D\Sigma}-P_{\text{loss}}=0\end{aligned}\right\}\qquad(1)$$

式中G是运行发电机组集合，目标函数是所有发电机组的发电总费用，约束条件是系统的有功功率平衡方程。这个模型的解是运行机组i应满足等微增率原则

$$\frac{\partial F_i/\partial P_i}{1-\partial P_{\text{loss}}/\partial P_i}=\lambda\qquad i\in G\qquad(2)$$

式中分子是机组i的运行费用微增率，分母是考虑机组出力变化引起网损变化所做的修正。

等微增率原则主要考虑系统有功功率平衡，没有考虑电网潮流平衡方程，电网潮流约束是用机组所在母线处的网损修正系数来近似考虑的［见式（2）的分母］。

在电力市场化运营条件下，电力系统经济调度控制的功能已经发生了变化。发电商需要依据市场规则通过竞争来获得日前计划和实际负荷两者之间的偏差这一块发电出力的发电权，有时称之为平衡市场。这时等微增率准则不再适用。

需要考虑的主要约束　经典的经济调度控制包括的约束主要是机组的最大与最小出力约束、机组禁止运行区约束等。随着技术的进步，经济调度控制可以考虑的约束越来越多，新增的约束包括机组调节速率约束、区域发电约束、系统有功运行备用约束、燃料限制约束、环保约束、电网输电能力约束、非电力公司所属发电量的特性约束等。考虑电网潮流约束的电力系统经济调度控制称为安全约束经济调度控制，考虑机组调节速率约束的电力系统经济调度控制称为动态经济调度控制。

参考书目

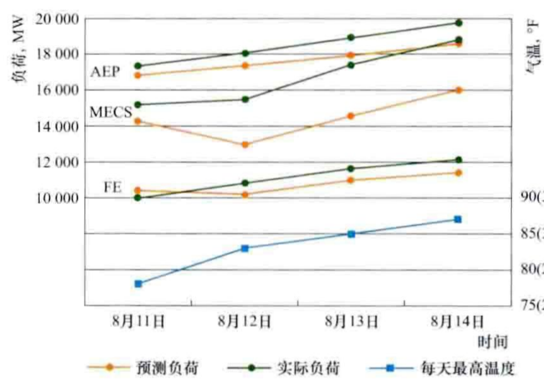
吴文传，张伯明，孙宏斌．电力系统调度自动化．北京：清华大学出版社，2011.

dianli xitong jingjie zhuangtai

电力系统警戒状态　（alert state of electric power system）　由于电力系统内部运行条件的变化，以及外部负荷或干扰的增大而使系统安全储备减小时的运行状况。这时，电力系统所有安全约束条件（见电力系统运行状态）还是满足的，系统也能供应质量合格的电能，但是系统承受干扰的能力已大大减小，在不大的干扰下或负荷逐渐增大时有可能使系统进入紧急状态（见电力系统紧急状态）。导致电力系统由正常状态向警戒状态转移的因素主要有系统中可用出力减小、计划外负荷的增长、输电能力减少和干扰概率增大四点。

（1）系统中可用出力减小。如燃料供应不足，发电机计划外停运以及某些外界条件（如循环水温升高）等，都会使发电机出力降低，辅机故障也会使发电机出力备用减少。

（2）计划外负荷的增长，如未预期的天气温度变化（见图），空调负荷的持续增加。



2003年“8·14”美加大面积停电事件发生前各电力公司气温与负荷的变化

AEP—美国电力公司；MECS—密执安电力网络；FE—第一能源公司

（3）输电能力减少。计划外输电线或变压器断开，负荷的不正常分配以及高温等恶劣气象条件都会使输电能力减少。

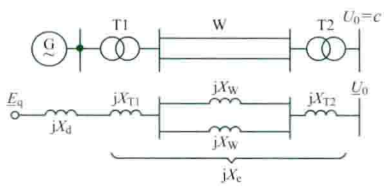
（4）干扰概率增大。风暴、水灾、地震等自然灾害，以及社会治安等因素。

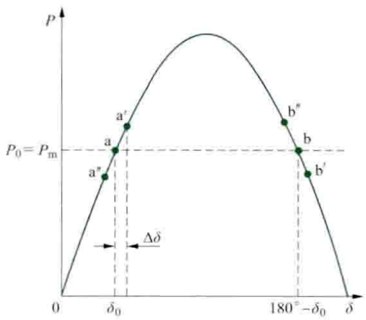
因此，在警戒状态时，应及时采取预防性控制措施（如增加和调整发电机出力、调整负荷的配置、切换线路等），使系统尽快恢复到正常状态。

dianli xitong jingtai wending

电力系统静态稳定 (steady state stability of electric power system) 电力系统受到小干扰后，不发生非周期性的失步，自动回复到起始运行状态的能力。假如在电力系统中有一瞬时性小干扰，在干扰消失后，系统能回复到原始运行状态；或者在一个永久性的小扰动作用下，系统经历一个暂态过程后，能达到一个新的稳态运行状态，则这一系统被认为是静态稳定的，否则系统是静态不稳定的。电力系统的静态稳定性与IEEE/CIGRE体系中的小干扰功角稳定性的概念类似，但仅指其中系统受到小扰动后不发生非周期性失稳的情形，其物理特性是指与同步转矩相关的小干扰动态稳定性。主要用以定义系统正常运行和事故后运行方式下的静态稳定储备情况（见电力系统稳定）。

简单电力系统如图（a）所示，有一台发电机经过输电线向无穷大容量的受端系统送电，受端系统的母线电压 U_0 和频率保持恒定。发电机的电动势为 E_q，系统的电抗为发电机电抗 X_d 与 X_e 之和，而 X_e 为线路等效电抗（$X_W/2$）与变压器电抗 X_{T1}、X_{T2} 之和。如果不计系统的电阻，则发电机的输出功率 $P=E_qU_0\sin\delta/(X_d+X_e)$，式中 δ 为发电机电动势相对受端母线电压 U_0 的相位角，即功率角。在 E_q 和 U_0 为定值时，发电机功率与功率角间的功角特性曲线如图（b）所示，是一条正弦曲线。





简单电力系统的功角特性

（a）简单电力系统接线及等效电路；（b）功角特性曲线

在正常工作时，原动机传送给发电机的机械功率为 P_m，与发电机电功率 P_0 平衡，如图中a点所示，相应的功率角为 δ_0。当系统中出现某一微小的干扰，使功率角 δ 发生一个微小增量 $\Delta\delta$ 时，发电机输出的电功率将达到图中a′点。由于原动机功率不变，因此电功率大于原动机功率，使发电机转子减速，δ 将减小，使 δ 向原始的a点运动。同样的，如果小干扰使 δ 减小 $\Delta\delta$，使发电机运行于a″点，这时的电功率小于原动机功率，转子将加速，同样向原始的a点返回。由此可见，在a点，当系统受到任何小干扰时均能自行恢复到原始的平衡状态，所以系统是小干扰稳定的。

在图中的b点（相应的功率角为 $180°-\delta_0$），稳态时输入的原动机功率和输出的电功率也是相互平衡的，但是在小干扰使发电机产生一个 $\Delta\delta$ 增量到达b′点时，由于电功率的减小，使发电机转子加速，δ 将继续增大，以至发电机失去同步，即系统失去稳定。同样，如果小干扰使 δ 减小，由于电功率大于原动机功率而使转子减速，其结果是使 δ 向a点趋近，达到新的平衡。所以，运行在b点，电力系统是静态不稳定的。

对于这种简单电力系统，静态稳定条件是 $dP/d\delta>0$，即在图（b）所示曲线的上升部分系统是静态稳定的。当原动机功率不断增大时，功率角 δ 将增加，直到 $\delta=90°$ 处，电功率达到极限值。

在研究复杂电力系统的小干扰功角稳定性时，应列出描述电力系统各种有关元件动态过程的状态方程式。由于干扰是微小的，所以状态方程式可以线性化。为判断系统的静态稳定性，一般可求出线性化状态方程式组的特征根。如果有一个根的实部为正值，系统就是静态不稳定的。（见静态稳定计算）

dianli xitong kekaoxing

电力系统可靠性 (power system reliability) 电力系统按可接受的质量标准和所需数量不间断地向电力用户供应电力和电量的能力。电力系统可靠性是通过定量的可靠性指标来度量的，可以是故障对电力用户造成的不良影响的概率、频率、持续时间，也可以是故障引起的期望电力损失及期望电能量损失等。电力系统可靠性包括充裕度和安全性两个方面。

充裕度（adequacy）是指电力系统维持连续供给用户总的电力需求和总的电能量的能力，同时考虑到系统元件的计划停运及合理的期望非计划停运。充裕度又称静态可靠性，也就是在静态条件下电力系统满足用户电力和电能量的能力。

安全性（security）是指电力系统承受突然发生的扰动，例如突然短路或未预料到的失去系统元件的能力。安全性也称动态可靠性，即在动态条件下电力系统经受住突然扰动并不间断地向用户提供电力和电能量的能力。

电力系统规模庞大，习惯上将电力系统分成发、输、配等若干子系统，根据这些子系统的功能特点分别统计、评估各子系统的可靠性，不同的子系统可以有专门的可靠性指标，包括发电系统可靠性、发输电系统可靠性、输电系统可靠性、配电系统可靠性评估、主接线系统可靠性。

发电系统可靠性 统一并网的全部发电机组按可接受标准及期望数量满足电力系统负荷电力和电量需求的能力。

发输电系统可靠性 由统一并网运行的发电系统和输电系统组成的发输电系统按可接受标准和期望数量向供电点供应电力和电量的能力。

输电系统可靠性 从电源点输送电力到供电点按可接受标准及期望数量满足供电负荷电力和电量需求的能力。

配电系统可靠性 供电点到用户，包括配电变电站、高低压配电线路及接户线在内的整个配电系统及设备，按可接受标准及期望数量满足用户电力及电量需求的能力。

发电厂变电站电气主接线可靠性 在组成主接线系统的元件（断路器、变压器、隔离开关、母线等）可靠性的参数已知和可靠性准则给定的条件下，整个主接线系统按可靠性准则满足供电点电力及电量需求的能力。

电力系统可靠性涉及可靠性管理和可靠性评估两个领域。电力系统可靠性管理主要是对已运行的电力系统及主要设备进行统计和管理，包括拟定电力行业可靠性管理的标准、准则。在中国，1988～1993年陆续颁布了《输变电设施

可靠性统计实施办法》《电力可靠性管理工作若干规定》和《发电设备可靠性评价办法》；电力行业各项可靠性信息的采集、统计、分析；电力系统运行可靠性的监督等（见《综合卷》电力可靠性管理分支）。可靠性评估主要是研究电力系统可靠性评估的方法、模型，对电力系统扩展的设计方案进行可靠性与经济性比较分析等。

dianli xitong kekaoxing jingjixue

电力系统可靠性经济学 （reliability economics of electric power system） 研究电力系统可靠性水平与经济效益之间合理关系的分支学科。电力系统可靠性的价值就是在保证质量条件下连续供电的价值。对用户来说，连续供电的价值取决于他们在用电中所能得到的效益。可靠性低往往会引起缺电和停电，造成经济损失和社会损失。为提高可靠性，电力部门要增加投资，这部分投资应由用户作为电费的一部分来负担。因此电力部门要研究投资与提高电力系统可靠性水平间的关系。电力系统可靠性经济学的研究内容包括缺电和停电损失、重大电力系统事故调查分析、可靠性投资与可靠性效益分析、计及可靠性的全寿命周期成本、经济比较法等。

在中国，电力系统可靠性评估的理论体系于20世纪80年代开始建立，90年代不断完善发展。

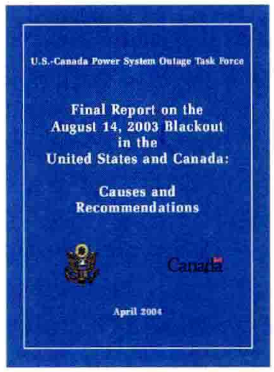
缺电损失和停电损失 由于可靠性低导致用户缺电、停电而造成的经济损失，这种损失通常以货币形式表示。

缺电损失 由于电源容量不足或电网输配容量不足而少供或限供电量（包括低频率、低电压）所造成的经济损失和社会损失。缺电损失是普遍加到每个用户身上的，因而很难用某些特定用户的用电性能来分析其损失细目，往往只能用大范围平均值来计量。可以作为计量依据的有：①单位电量的产值；②政府指定或社会统计出的计价单位；③电力公司的单位电量的综合利润。其中第①、②种计量方法用得较普遍。

停电损失 由于电力供应不足或电力系统发生事故导致供电中断而造成的经济损失和社会损失。停电损失包括直接停电损失和间接停电损失两部分。直接停电损失是在停电时及停电以后的一段时间内遭受的经济损失和社会损失，它一般直接反映到产品成本、性能效益和经济活动中。间接停电损失是由于停电的间接影响而造成的经济损失和社会损失。无论哪种停电损失，一般都只能根据国情，在统计基础上分别求出它们的平均值。停电损失是刻画电力系统可靠性影响的重要指标，经济发达国家主要用停电损失来评估可靠性水平。

重大电力系统事故调查分析 主要目的有两个：①直接获得可靠性经济学的原始资料；②分析事故的具体原因和造成的社会后果，提出预防事故的对策。例如2003年“8·14”美加大面积停电事件发生后，美国和加拿大政府曾组织专门调查委员会进行调查，2004年1月给出最终调查报告（见图），提出了46条建议。

可靠性投资和可靠性效益分析 主要目的是对可靠性投资和可靠性效益进行协调，以取得最佳经济效益。可靠性投资就是电力公司为保持和提高电力系统的可靠性水平所需的投资。它包括一次性投资和运行维护费。可靠性效益指可靠



2003年“8·14”美加大面积停电事件总结报告

性指标改善后所得到的经济价值。在做经济分析时，各类费用必须折算到统一的时间价值才能进行比较。

全寿命周期成本 （life cycle cost，LCC） 一个设备或系统在整个寿命期内所需要的总费用，包括设计、购置、运行、维修和退役处理等费用。美国预算局定义：全寿命周期成本是大型系统在预定有效期内发生的直接、间接、重复性、一次性及其他有关费用，它是设计、制造、开发、使用、维修、支援等过程中发生的费用和预算中所列入的必然发生的费用的总和。通常，由于不同方案中设备或系统寿命周期可能不同，在方案比较时，一般将全寿命周期成本转换为等年值形式（见等年值法）。全寿命周期成本已成为电力设备资产管理、电力系统设计方案比较中重要的指标之一，通常以寿命周期成本最小为优先选项。

电力设备全寿命周期成本 电力设备从设计到退役的整个期间需要的费用总和，它往往数倍于设备购置费用。LCC的显著特点是其费用并不只是发生在投资初期，而是按时序发生在整个寿命周期内。因此，规划人员不仅为设备投资负责，更要为降低设备或系统寿命周期内全部成本负责。电力公司在投资、设备选型，甚至设备的检修决策中，常常以全寿命周期成本的计算结果作为依据，以降低综合成本，提高设备的整体效益。电力设备全寿命周期成本主要包括：设备投资费用、设备运行维护费用、设备故障引起的停电损失、残值及气候等因素引起的其他费用。

电力系统全寿命周期成本 电力系统中所有设备的全寿命周期成本、系统运行维护费用、用户停电损失费用、电网线损费用等相关费用总和。通常也转换为等年值进行分析比较。

经济比较法 （method of economic comparison） 在定量评估可靠性指标的基础上，计算各种方案的相关费用，找出最优方案的方法。可用各种量化可靠性指标与费用指标进行比较。常用的可靠性指标及其相应的费用指标见表。

可靠性经济学常用指标

可靠性指标	费用指标
故障率（次/a）	元/a
故障频率（次）	元/次
停电持续时间（h）	元/h
停电容量（kW）	元/kW
停供电量（kW·h）	元/（kW·h）
平均修复时间（h）	元/h
期望缺供电量（kW·h/a）	元/（kW·h）

最常用的经济比较法有绝对可靠性评估法、可靠性排序法、可靠性比较分析法、成本与效益分析法和可靠性优化法5种。

绝对可靠性评估法　选定一项可靠性指标作为评价方案的依据，当评估结果达不到规定指标时，则改变设计方案。在发电可靠性评估中，半定量化的概念性指标——备用容量百分值曾经被使用。在概率指标形成以后，更多地使用电力不足期望值（loss of load expected，LOLE）或电力不足概率（loss of load probability，LOLP）（见发电系统可靠性指标）等指标。

可靠性排序法　在选定的可靠性指标的基点上来比较不同设计或计划的相对优劣，然后把各个被比较的方案按其相对优劣的递增或递减顺序排列，选出最优方案。此法的优点是可以直接应用潮流计算的结果，不需进行电力不足概率的计算，故应用较方便；缺点是与经济性的联系少，较难从经济上来评价其相对佳度指标的经济效益。这种方法的一种演变是打分法，即选定若干评判项目对各比较方案进行逐项评定，最后以总分的高、低排列择优。在打分法中，评定人员的经验起着重要作用。

可靠性比较分析法　计算被比较方案的投资，然后再以单位投资所取得的可靠性指标改善幅度来衡量各方案的优劣。在配电系统中，当采用每个用户每年的累积停电时间期望值为比较基点时，衡量各方案的尺度 I 为

$$I=\frac{\text{减少的停电时间}}{\text{方案的投资}}$$

I 值越大，表明单位投资所取得的可靠性指标改善幅度越大，所以 I 值应取大者为优。

成本与效益分析法　要求计算出可靠性指标改善所对应的经济价值，然后再与所需投资做比较。成本和效益均表示为共同的货币单位，效益应大于成本，而且比值越大越好。这种方法的优点是在同一的定量化成本和增益的基础上判断一个设计或者计划方案是否合理。

可靠性优化法　以计算成本和增益为基础，寻求最佳可靠性水平的一种方法。此法经常把电力系统故障引起的停电损失作为系统可靠性的函数，然后计算作为可靠性函数的系统总安装费用，最后按停电损失和总安装费用最小来决定系统的可靠性水平。

参考书目

郭永基．电力系统可靠性分析．北京：清华大学出版社，2003.

dianli xitong kekaoxing tongji

电力系统可靠性统计

（statistic of power system reliability）　对各种电力设备、系统保证电力负荷供应的情况进行统计、分析，得出规律性的参数及指标。设备或元件的可靠性统计是按照国际通用的方法，把各种电力设施的各种不同运行行为划分成若干互斥的工作状态，按照任一设施在任一时刻必须且只能处于一种状态的原则，记录其在统计时域（一般为日历年）内的状态变化和处在各种状态的时间，计算各种可靠性指标。电力系统可靠性分析所需要的基本数据按其性质可分为确定性和随机性两类。确定性数据包括线路阻抗和导纳、载流容量、发电机组参数、系统矫正措施、负荷重要性等；随机性数据包括各种装置的故障和维修参数等。

由于系统是由元件（设备或设施）组成的，在系统规划中分析可靠性时，需要用到设备和设施的基本可靠性数据，其中确定性数据是已知的，可由设计或运行实测求得，而随机性数据则必须对运行中的设备进行专门的、系统的统计分析才能收集到。因此，很多国家都建立了自己的设备停运统计分析和报告制度。

按照系统的构成，电力系统可靠性统计分为发电机组可靠性统计和输变电设备可靠性统计。中国也对电力设施的可靠性进行统计。

发电机组可靠性统计

发电机组的状态数据　可归纳为机组状态、容量水平、时间含义、能量值和性能指标等。

机组状态　机组的运行准备状态。机组状态的划分如图1所示。



图1　发电机组状态划分图

（1）可用状态（available）。机组在运行中并在电气上与系统连接，或是在备用停机状态。

（2）不可用状态（unavailable）。机组因各种原因停运而不能运行的状态，不论其是由于什么原因造成的。

（3）运行（service）。机组电气连接于电力系统的工作状态。

（4）备用（reserve）。机组处于可用但不在运行的状态。

（5）计划停运（planned outage）。机组事先有计划地从系统切除进行试验、维护或进行检修而处于不可用状态。计划停运应该是事先安排好进度，并有既定期限。如：大修停运（major overhaul outage）指机组按检修规程规定的大修间隔、工期并经年度计划批准进行的检修停运；小修停运（minor overhaul outage）指机组按检修规程规定的小修间隔和工期并经月度计划批准了的检修停运。

（6）非计划停运（unplanned outage）。机组处于不可用，但又不是计划停运的状态。中国的统计分类包含：第一类非计划停运（立即停运——immediate）；第二类非计划停运（可短暂延迟的停运——delayed）指不需要从可用状态立即退出，但需在6h以内停运者；第三类非计划停运（可延至6h以后停运——postponed）；第四类非计划停运（可延至较长时间后的停运——deferred），指机组可延迟至72h以后，但需在下一次计划停运前从可用状态退出的一种停运。

（7）强迫停运（forced outage）。机组处在第一、二、三类非计划停运状态皆作为机组的强迫停运状态。

（8）维修停运（maintenance outage）。机组处在第四类非计划停运状态作为维修停运状态。

容量水平　运行机组能发出铭牌容量的程度。容量水平可分为机组的最大容量、可靠容量、季节性减少出力、可用容量和机组降低出力等五类。机组的最大容量（maximum capacity of a unit）指在规定（设计）的环境温度条件下的容量。可靠容量（dependable capacity）指在某一特定时期中受环境条件限制（如夏季循环水温升高，出力下降）而修

正后的最大容量。季节性减少出力（seasonal derating）为最大容量与可靠容量之差。可用容量（available capacity）指任何时候受设备条件限制修正后的可靠出力。机组降低出力（unit derating）指可靠容量与可用容量之差，或称部分停运或限制出力，可分为计划和非计划降低出力，非计划降低出力又可进一步分为强迫降低出力和维修降低出力。

时间含义　各种运行状态和各种容量水平所持续的时间，包括运行状态时间和容量水平时间，其时间单位一般以小时（h）表示。

能量值　可用总值或净值表示。最重要的两个值为：①在给定时段内测得的机组发电量，即实际发电量（actual generation）；②在给定时间内，机组连续运行在最大容量时可能发出的电量，即最大发电量（maximum generation）。

性能指标　根据各种机组状态、容量水平、能量值和时间含义可以求出机组的可用度、生产性、可靠性等重要性能指标（performance indices），包括强迫停运率、计划停运率、等值降低出力系数、等值可用率、等值不可用率、季节性降低出力系数、容量系数、平均无故障运行时间、起动失效率等。

发电机组停运数据统计系统　主要有北美电力可靠性协会发电设备可用率数据系统（North American Electric Reliability Corporation Generating Availability Data System，NERC GADS），加拿大电气协会设备可靠性信息系统（Canadian Electrical Association Equipment Reliability Information System，CEA ERIS）和欧洲数据系统。欧洲数据系统主要包括国际原子能机构的动力堆信息系统（International Atomic Energy Agency Power Reactor Information System，IAEA PRIS），国际发供电联盟的火电厂数据库和有关核电厂的重大事件报告系统（UNIPEDE Significant Events Reporting System，USERS）和欧洲共同体经济委员会（European Economic Community，EEC）的有关核反应堆的可靠性数据系统（European Reliability Data System，ERDS）。

北美电力可靠性协会发电设备可用率数据系统　北美电力可靠性协会代表所有该协会的美国电力公司和加拿大电力公司建立和保持的发电设备可用率数据系统。1997年，参加该系统的发电设备容量约占美国和加拿大装机容量的92%。GADS数据每年以发电设备可用率报告（Generating Availability Report，GAR）的形式发表。

GADS使用三类数据：①机组系谱（unit pedigree），标志其主要系统和部件；②机组事件（unit event），记录机组经受的每次运行状态和能力（capability）变化，以编写其运行史；③机组运行性能记录，记录机组的实际运行情况数据。根据这些数据即可对某台机组和各类机组及其主要系统和部件分析其运行性能的趋势。

NERC编写的报告须知规定了报道的程序及格式，报告中所有的定义和要求见美国标准学会和电气与电子工程师学会制定的标准762（报道发电机组可靠性、可用率和生产率所用的定义）。GADS中所用的定义与USERS的定义不完全一致。

加拿大电气协会设备可靠性信息系统　加拿大电气协会为加拿大电力工业部门编制的记录发电和输电设备运行情况和集中数据处理的统一格式。发电设备的报告系统从1977年开始实行，包括：①水电和抽水蓄能机组，最大连续铭牌出力（maximum continuous rating）为24MW及以上；②火电机组，最大连续铭牌出力为60MW及以上；③燃气轮机发电机组，最大连续铭牌出力为1MW及以上；④核电机组，最大连续铭牌出力为200MW及以上。

CEA ERIS记录的主要内容如下：①每台机组在整个统计期间状态的记录；②每台机组降低出力，包括重复降低出力（concurrent derating）的记录；③每台机组的每次状态改变的原因；④某些选定部件停运的记录（即使未造成机组状态的改变）。

CEA ERIS发电设备数据系统中使用了11种状态模型，包括6种可用状态（运行、强迫降低出力运行、计划降低出力运行、可用但未运行、强迫降低出力下可用但未运行、计划降低出力可用但未运行）和5种不可用状态（强迫停运、强迫延长维修停运、强迫延长计划停运、维修停运和计划停运）。

输变电设备可靠性统计

输变电设备的状态数据　包括设备分类、故障模式、母体和统计（或暴露）时间、恢复过程等。

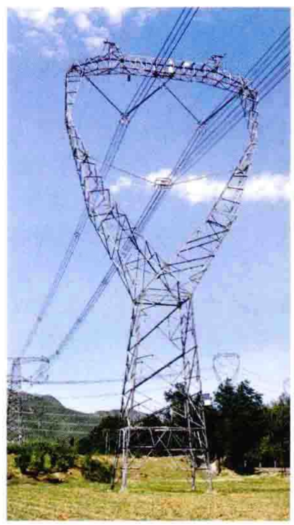


图2　紧凑型输电线路（中国电力科学研究院　提供）

设备分类　输变电设备按其故障和恢复过程的不同，其基本数据的收集可按架空线路及电缆、静止设备、开关和保护设备三类分别收集。

(1) 架空线路（见图2）及电缆。这类设备的故障率为长度的函数，如不考虑其终端设施的影响，则在大多数实际应用中可以假定其故障率与其长度成正比并且按每年每单位长度故障次数表示。实际上其终端设备的影响为一常数，可以在故障率中增加一常数来计及终端设备的影响。

(2) 静止设备。除开关设备以外的变电设备，包括变压器、电抗器、互感器及避雷器（见图3）等。这些设备的故障率可以按每年台次数表示。

(3) 开关和保护设备。断路器、隔离开关及其相应的保护和控制系统。这类设备仅在接到命令时动作（分断或关合）。在某些情况下需要专门研究保护本身问题时则需将保护与开关设备分开。通常在研究系统行为时，开关设备及其相应的保护设备作为一个整体来看待。



图3　穿刺型带间隙避雷器（中国电力科学研究院　提供）

故障模式　不同的故障模式对系统的影响程度不同，因此故障数据需按故障模式分类。故障模式有短路故障、开路故障、操作故障、计划停运、多重故障5种。

（1）短路故障（short circuit failure）是最常见的故障，并造成系统中大部分地区的停运。所有输变电设备都可能发生短路故障。它将造成相应的保护装置动作和断路器跳闸。按故障的恢复过程，短路故障又可分为永久性、暂时性和瞬时性等三种。永久性故障指造成停运的部件已损坏，需修理或更换。暂时性故障指造成停运的部件未损坏，由人工恢复运行。瞬时性故障指造成停运的部件未损坏，由自动装置恢复运行。

（2）开路故障（open circuit failure）是较稀有的故障。主要包括：①导线断线，只有架空线路及电缆和静止设备发生这类故障。②断路器误跳闸（包括人为原因），只有断路器和保护设备会发生这种故障。③除故障外的所有造成保护系统误动作的情况。

（3）操作故障（switching failure）。对断路器和保护设备除短路和开路故障外，由于它们具有操作功能，还可能发生操作故障，包括拒分和拒合故障。①拒分（failure to open）。对正常关合的断路器及其相应的保护，当系统发生故障时应动作跳闸，但由于断路器或保护系统本身的原因却拒绝跳闸。这类故障会导致系统事故扩大。在需要分别分析保护和断路器动作情况时也可将二者分开研究。②拒合（failure to close）。对正常断开的断路器和在系统故障时跳开又自动重合的断路器，应合闸而拒绝合闸。

（4）计划停运（planned outage）。指因进行大修、维修、施工或改进等工程而预先计划安排的停运。

（5）多重故障（multiple failure）。指由于某一原因造成多个元件同时停运，如共用线路杆塔而造成共模停运，或由于变电站相关原因以及连锁性故障等而造成的多个元件停运。

由于气候对输配电系统故障影响很大，在收集数据时应当充分考虑气候的影响。

母体和统计（或暴露）时间　在用随机数据进行指标统计时还需要收集下列参数：①各种类型的运行部件数，以求得暴露于故障的件数；②线路及电缆长度，包括双回路和位于共同走廊的线路；③母体暴露时间（population exposure duration），即事件可能发生的持续时间；④暴露次数（exposure times），指故障可能发生的次数（仅对断路器和保护设备）。

恢复过程　包括恢复方式和恢复方法。

（1）恢复方式。有恢复对用户供电和恢复故障部件至工作状态两种。这两者的恢复时间不完全一致。①部件在原地修理，修复过程结束即可恢复供电。在这种情况下恢复对用户供电和恢复故障部件至工作状态的恢复时间是一致的。②部件发生短路故障，断路器跳闸的同时可能使健康部件被断开。在将故障部件隔离后，断路器重合使全部或部分负荷点恢复供电。因此负荷的恢复供电时间与恢复故障部件至工作状态的恢复时间不同。③故障部件由备用部件替换。对用户恢复供电时间与部件修复时间不同，甚至故障部件可能报废。

（2）恢复方法。它与故障事件的类型有关，恢复方法有修理、更换、人工操作或自动重合等。对永久性故障通常是进行修理或更换，被更换的部件若可以修复则修复后再使用或做备用，如损坏严重不能修复则报废。对这些不同情况均应加以区分。对暂时性故障通常用人工操作来恢复或是切换至其他电源，同时对故障部件进行修理或更换。对瞬时性故障通常采用自动重合的方法来恢复。

输变电设备数据统计系统　国际上很多电力管理机构或电力公司都有数据统计系统。例如：①北美电力可靠性协会输电设备可用率数据系统（Transmission Availability Data System，TADS）；②加拿大电气协会设备可靠性信息系统（CEA ERIS）；③原英国中央发电局（Central Electricity Generating Board，CEGB）输变电故障统计报告系统（CEGB OR 9A）；④联邦爱迪生公司（Commonwealth Edison，CE）故障报告系统。它们的主要内容为基本概念、故障模式、停运时间、统计指标等。

基本概念　包括统计对象和停运分类。

（1）统计对象。通常以元件为基本统计对象（unit approach）。

（2）停运分类。一般需考虑独立强迫停运（independent forced outage）和共模停运（common mode outage），部分公司还考虑相关停运（dependent outage）。在强迫停运分类上，有些公司根据停运持续时间区分为持续故障和瞬时故障。

故障模式　CEA ERIS将故障分为10种：单相接地、相间短路、两相对地短路、三相短路、一相或二相开路、断路器拒分、拒合、断路器误动、人为和原因不明。

停运时间　CEA ERIS对维修时间定义为部件修理所用时间；CEGB OR9A则定义为该回路恢复供电的时间并分别记录该部件修理所用时间。

统计指标　它们都计算和统计基本的可靠性指标和输电系统的运行性能指标。指标有三类：①事件发生的频次（frequency）和故障率（rate）；②某一状态的平均持续时间（average duration of a state）；③指令失效的概率（probability of a command failure）。

中国电力设施可靠性统计

中国电力可靠性管理中心负责中国大中型电力设施可靠性特性以及电力系统供电可靠性的统计。自20世纪80年代起，中国开始对发电、输变电设备的强迫停运率等指标进行统计，每年都会发布统计报告。

统计范围　列入全国性可靠性统计的电力设施范围为：100MW及以上容量的火力发电机组；40MW及以上容量的水力发电机组；核电机组；直流输电系统；200MW及以上容量火力发电机组的主要辅机；220kV及以上电压的主要输变电设施；城市用户供电；农村用户供电。以上范围外的电力设施，由各电力企业按照统一的方法自行统计。

发电机组可靠性指标　包括可用系数、等效可用系数、非计划停用次数、强迫停运率和等效强迫停运率。

（1）可用系数 AF 和等效可用系数 EAF。计算公式为

$$AF=\frac{\text{可用小时}(AH)}{\text{统计期间小时}(PH)}\times 100\% \tag{1}$$

$$EAF=\frac{\text{可用小时}(AH)-\text{降低出力等效停运小时}(EUNDH)}{\text{统计期间小时}(PH)}\times 100\% \tag{2}$$

EAF 指标计及发电机组降低出力运行，其中 $EUNDH$ 为各次降低出力额度与该次降低出力持续时间之乘积在统计

期间内的累计值除以该机组额定容量，即以电量为基准将降低出力折算成全额停运的小时数。

（2）非计划停运次数（UOT）。计算公式为

$$UOT = \frac{\text{该类机组在统计期间内发生的非计划停运次数}}{\text{该类机组的台数} \times \text{统计期间小时数}} \times 8760 \quad (3)$$

其中非计划停运指事先未列入停运计划，而又不能延迟到下一次计划停运的停运事件。

（3）强迫停运率 FOR 和等效强迫停运率 EFOR。计算公式为

$$FOR = \frac{\text{强迫停运小时}(FOH)}{\text{运行小时}(SH) + \text{强迫停运小时}(FOH)} \times 100\% \quad (4)$$

其中强迫停运指不能延迟到72h以后停运的非计划停运。

若计及强迫出力状态，则需把突发性强迫降出力份额折算成全额强迫停运后计入 FOR 计算公式，得等效强迫停运率 EFOR 的计算公式

$$EFOR = \frac{FOH + EUNDH}{SH + FOH + ERUNDH} \times 100\% \quad (5)$$

式中 FOH 为强迫停运小时，SH 为运行小时，EUNDH 为第1、2、3类非计划降低出力等效停运小时之和，ERUNDH 为第1、2、3类非计划降低出力等效备用停运小时之和。

表1列出了2013年几种典型火力发电机组的主要可靠性指标，表2列出了2011年按地区统计的100MW及以上容量火力发电机组的运行可靠性指标。

表1　200～1000MW 火力发电机组的主要运行可靠性指标（2012年）

指标 / 分类(MW)	统计台数（台）	非计划停运次数[次/(台·a)]	等效可用系数（%）	等效强迫停运率（%）
1000	41	0.8	91.44	0.23
900	2	0.5	88.75	0.03
700	8	0.88	93.66	0.79
660～680	80	0.75	93.24	0.38
630～650	57	0.70	92.69	0.28
500	8	0.87	93.14	0.11
360～380	12	1.33	88.13	0.93
350～352	71	0.41	95.32	0.18
330～340	176	0.59	92.92	0.56
310～328.5	62	0.26	93.63	0.10
300	404	0.55	92.75	0.62
205～250	76	0.41	94.56	0.44
200	125	0.53	93.47	0.46

资料来源：中国电力企业联合会2012统计数据。

表2　按地区分类的100MW及以上容量火力发电机组运行可靠性指标（2011年）

续表

地区	统计台数（台）	平均容量（MW/台）	每千瓦装机发电量（MWh/kW）	运行系数（%）	等效可用系数（%）	非计划停运次数[次/（台·a）]
华北	459	335.91	5.52	84.27	93.24	0.54
东北	128	325.74	4.58	74.82	93.66	0.52
华东	280	444.87	6.03	87.4	92.51	0.61
华中	208	377.24	5.31	78.74	92.81	0.85
西北	160	309.16	5.54	84.36	92.34	0.79
南方	199	346.99	6.05	84.54	92.12	1.16
全部	1434	360.82	5.61	83.47	92.80	0.71

资料来源：国家能源局电力可靠性管理中心发布，2011年全国电力可靠性指标（发布时间2012年7月24日）。

输变电设施可靠性指标　包括可用系数和强迫停运率等。

（1）可用系数 AF。计算公式与发电设备可靠性指标 AF 计算式（1）相同。

（2）强迫停运率 FOR。计算公式与发电设备可靠性指标 FOR 计算式（4）相同。当设备按台计时，统计量为100台，FOR 以次/（100台·a）表示；当设施按长度计时（如输电线路），统计量为100km，FOR 以次/（100km·a）表示。

中国自1990年以来进行了输变电设施的可靠性统计。表3列出了2010年和2011年220kV及以上电压等级架空线路、变压器等13类输变电设施的主要指标。

表3　架空线路等13类输变电设施主要指标(2010、2011年)

类别	可用系数（%）		强迫停运率（%）	
	2010	2011	2010	2011
架空线路	99.600	99.699	0.233	0.085
变压器	99.673	99.787	0.409	0.197
电抗器	99.593	99.634	0.293	0.054
断路器	99.904	99.941	0.398	0.115
电流互感器	99.920	99.957	0.142	0.048
电压互感器	99.940	99.956	0.104	0.031
隔离开关	99.962	99.985	0.043	0.015
避雷器	99.928	99.955	0.045	0.015
耦合电容器	99.981	99.973	0.064	0.032
阻波器	99.984	99.990	0.061	0.025
电缆线路	99.957	99.936	1.071	0.052
组合电器	99.976	99.972	0.033	0.004
母线	99.947	99.965	0.077	0.043

注：表中强迫停运率单位：架空线路、电缆线路为次/（100km·a），其他设备为次/（100台·a）。

资料来源：国家能源局电力可靠性管理中心发布的2011年全国电力可靠性指标（发布时间2012年7月24日）。

dianli xitong kekaoxing zhunze

电力系统可靠性准则　（power system reliability criteria）　在规划设计或运行中为使发电、输电和配电系统达到所要求的可靠度所必须满足的指标、条件或规定。电力系统可靠性准则的应用范围为发电系统、输电系统、发输电系统、配电系统和主接线系统的规划、设计、运行和维修工作。

电力系统的基本功能是尽可能经济地向用户提供持续

的、符合一定质量标准的电能和电力。系统的连续供电能力是电网的核心和基本要求。不能连续供电，即发生电力系统失效。失效是由供、需两方面的风险综合因素引起，这些风险的存在使系统失效成为不可避免的事件。如果企图完全消除这种失效，就要求无限资金的投入，而且为减少失效事件所花的边际投资将随失效的减少程度而增加。因此，规划方案必须在经济性和可靠性之间权衡决策，用户不得不接受可承受水平的电网停运事件。可靠性准则实质上就是规定这种可承受（容许）水平的限值。

准则分类 根据各国研究和采用的电力系统可靠性准则，按照不同的分类，可分为技术性准则和经济性准则、概率性准则和确定性准则、静态准则和暂态准则等不同类型。

技术性准则和经济性准则 按研究问题的性质不同，可靠性准则可分为技术性准则和经济性准则。

（1）技术性准则。技术性准则在规划中的作用是在准则限制内确定成本最小的电网方案。数学上是寻求约束最优解，约束条件为可靠性准则，目标函数为固定成本（投资、利息、折旧、维修和劳务成本）以及运行成本（例如网损）之和最小化。一般可将这类准则看成为了保证要求的可靠性而必须由电网满足的条件。这些条件将随采用的系统不同而有不同形式，但可大致分成极限指标准则和逻辑判断准则两类。

极限指标准则：根据不允许超过或必须达到的一个或多个可靠性指标综合给出电网失效的极限值。例如每一节点（地区性）或全系统的停电持续时间数学期望，供电量不足期望等。又如对电网提出的 $N-1$ 准则，它表示在一条线路或电网某一其他主要元件停运时，电网的传输容量和电压不应超过允许的极限值。通过这一指标可以检验事件的严重性。

逻辑判断准则：这类准则的表达形式是系统不致遭到损害的一系列状态。电力系统承受大扰动能力的安全稳定标准，其中的第一级标准为：正常运行方式下的电力系统受到单一元件故障（如发电机跳闸或失磁）扰动后，保护、断路器及重合闸正确动作，不采取稳定控制措施，必须保持电力系统稳定运行和电网的正常供电，其他元件不超过规定的事故过负荷能力，不发生连锁跳闸。

（2）经济性准则。为避免技术准则选择上或多或少的随意性，许多国家进行了经济性准则的研究。当电网故障造成功率削减时，用户将遭受可以用价值衡量的损害，即需要计算的停电损失，它代表了功率不足造成的社会经济后果。这种计算十分复杂，实用上一般以缺供每度电的损失乘以电网的供电不足电量。停电损失加上固定成本和运行成本就是必须最小化的总成本，数学上为无约束优化。经济性准则的优点是不必规定任何可靠性指标的限定值，而得到经济上的总体最优化；缺点是某些用户停电损失的定义和对某些重大停电损失的估算非常困难。

概率性准则和确定性准则 按照求解可靠性准则的方法可以分为确定性准则和概率性准则两大类。

（1）确定性准则或性能的检验标准。它是采取一组系统应能承受的事件为考核条件，如发电或输电系统的某些事故情况。这类准则构成了确定性偶发事件评价的基础，即确定性准则。准则中所采用的考核或检验条件往往选择运行中最严重的情况（如年最大峰荷情况下失去最大发电机组），其考虑前提是如果电力系统能承受这些情况并保证可靠运行则在其余较不严重情况下也能保证系统的可靠运行。目前中国及许多国家在电力系统中采用的 $N-1$ 准则就是一个典型的确定性准则，即考虑在 N 个元件（发电机、变压器、线路等）的系统中失去一个元件后，系统必须正常供电，不允许因故障而导致削减用户的电力和电能量的供应。$N-1$ 准则概念清晰，可操作性好，应用很广。

确定性准则的优点是：考察的状态数有限；可以对每个考察状态进行详细而精确的描述，同时也提供了对电网运行仿真研究的可能性。缺点是这些条件状态表的生成取决于技术人员的经验，面临漏掉状态的可能性，而且状态的严重程度也可能随时间变动，而又未能察觉。

（2）概率性准则，又称参量准则。它是以概率法求得的数字或参量，表示提供或规定可靠度的目标水平或不可靠度的上限值，如电力或电量不足期望或事故次数期望值。例如供电可用率为 0.999，相应的不可用率为 0.001，即一年中允许停电的上限为 8.76h。这类准则构成了概率性可靠性评价的基础。

概率性准则是确定性准则的推广，即对所有可能的状态都可以检验，并计算每一状态的一个或几个可靠性指标（如电力不足、电量不足等），这些状态指标的状态概率加权之和即为某节点或全网的总指标。这样的加权过程避免了极稀少多重事件的过度考虑，易于为工程上接受。

静态准则和暂态准则 按照电力系统的静态或动态过程，电力系统可靠性准则又可分为静态准则和暂态准则。

（1）静态准则，又称充裕度准则。它假设系统已处于明确定义的负荷和电网设施正常可用的稳定运行状态。这种状态的特征可以用诸如节点供电量不足，电网潮流越限等静态可靠性指标来表示。如果运行工况改变，例如故障退出元件和修复后投入元件等，则系统将向相应于新的静态可靠性指标的新稳态工况转移。当然，实际上需经过一个瞬态阶段电网才能达到新的稳态工况。静态准则和指标只考虑各种稳态条件，如相应于各种失去一个元件的可能状态（$N-1$ 准则），或者相应于概率性准则的长期持续时间指标。静态可靠性指标实质上表征了电网的结构或充裕性性能。

（2）暂态准则，又称安全性准则。它仅考虑电力系统发生事故时的暂态过程，包括运行人员的反应能力。电网发生故障时，必然要经历一个瞬态阶段，这时系统设施将产生功能性反应（如继电保护动作、机电特性反应）和运行人员的操作反应（切换操作、切除负荷等）。这一阶段的特征是检验的状态时间很短，常常是几秒至几分钟，在此期间的功率缺额可能很大，但相应的电量不足相对于稳态工况时为小。

不同电力系统环节的可靠性准则 依据应用环节的不同，亦可将可靠性准则分为发电系统可靠性准则、发输电系统（大电网）可靠性准则、配电系统可靠性准则等。在电力系统的不同环节，所采用的可靠性准则有所不同。在发电系统领域，20 世纪五六十年代就有国家使用了基于概率方法的准则，后来在世界各国广泛采用。而由于大电网可靠性计算模型的复杂性，直到 20 世纪 80 年代，仍只有少数国家部分地采用了概率方法，绝大多数国家采用 $N-1$ 准则。配电系统规划使用可靠性准则的目的，总体而言是要在合理投资

的限度内减少未来用户的停电事件和损失，因此不同地理、气候、社会环境和不同经济条件的国家或地区，所制定的准则有很大差异。确定性准则和概率性准则都在应用，而这当中，供电可靠性指标是应用最广泛的供电可靠性准则。

电力系统可靠性准则的发展 电力系统可靠性准则的发展可分为起步、快速发展和深化发展三个阶段。

起步阶段 1968 年美国电力可靠性协会（National Electric Reliability Council，NERC）成立，各区各自制定了可靠性准则，力求保证电力系统能经受较大事故的冲击，避免由于连锁反应而导致大面积的停电。1981 年改名为北美电力可靠性协会（North American Electric Reliability Council）。与此同时，西欧各国和日本也纷纷在开展电力可靠性管理工作。这个阶段拟订的可靠性准则，大多源于电力系统的运行经验的直接总结，以确定性准则为主。

快速发展阶段 20 世纪 90 年代，绝大多数国家研究或发布解除从上到下纵向一体化的传统垄断管理的法令，建立竞争性的电力市场机制和相应的可靠性准则。在总结 1996 年西部电网两次特大停电事故的经验教训和电力市场特点的基础上，NERC 对原有的电力系统可靠性标准进行修订，于 1997 年推出了《规划标准》与《运行标准》，以应对这种小概率大后果的电力系统大面积停电。

深化发展阶段 2005 年 2 月 8 日，NERC 发布了全新的北美电力系统可靠性标准，强调标准的公开性、公平性（见《北美电力可靠性协会规划标准》《北美互联系统运行可靠性准则》）。2006 年 NERC 获批准为电力可靠性组织（Electric Reliability Organization，ERO），ERO 是在政府支持下依法成立的国际性的自律性机构，在美国受联邦能源协调委员会（Federal Energy Regulatory Commission，FERC）委托，实施大电网监管职能，保证电网的充裕度和安全性。

中国于 1985 年成立电力可靠性管理中心，致力于建立适应中国电力系统特点的电力可靠性准则，促进电力可靠性管理步入规范化、法制化的轨道。1996 年 12 月成立电力行业可靠性管理标准和技术委员会，在全国范围内持续开展各类可靠性统计与评价办法的修改和完善，由政府部门陆续颁布了 DL/T 793《发电设备可靠性评价规程》、DL/T 837《输变电设施可靠性评价规程》、DL/T 836《供电系统用户公共点可靠性评价规程》、DL/T 861《电力可靠性基本名词术语》《新建发电机组启动试运行阶段可靠性评价方法》DL/T 989《直流输电系统可靠性评价规程》等系列电力可靠性的国家电力行业标准。2006 年，电力可靠性管理纳入电监会监管体系，电力可靠性管理中心更名为国家电力监管委员会电力可靠性管理中心。2007 年，国家电力监管委员会颁布《电力可靠性监督管理办法》。


DL

中华人民共和国电力行业标准

DL/T 793—2012

发电设备可靠性评价规程

Reliability evaluation code for generating equipment

2012-01-04发布 2012-03-01实施

国家能源局 发布

可靠性准则已经成为诸多国家和地区的电力系统运行的基本准则和关键准则。世界范围内绝大多数发达国家都在发电、输电或配电等方面制定了有关规划、设计或运行的可靠性准则，而发展中国家也有很多国家和地区建立了覆盖电力系统部分或全部环节的可靠性准则。

参考书目

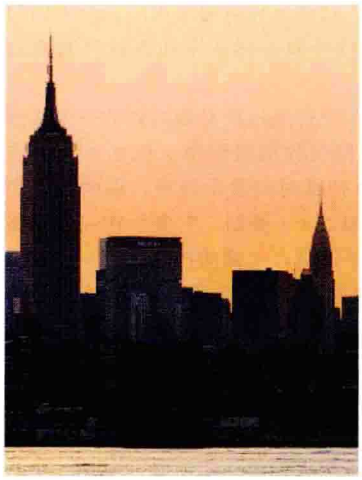
鲁宗相．电厂事故的可靠性预测与防范．北京：中国电力出版社，2007.

李文沅．电力系统风险评估——模型、方法和应用．周家启，等译．北京：科学出版社，2006.

dianli xitong liansuo guzhang

电力系统连锁故障

（cascade failure of electric power system） 当某一局部设备发生故障后随之引发的其他设备或系统的相继故障。例如，由于一条输电线路（或一组变压器）的过负荷或事故跳闸而引起其他输电设备和发电机的相继跳闸（包括为防止损坏设备而进行的人员操作在内）的事故过程。连锁性故障的根本原因在于电力系统电气量间存在相互关联，表现形式有相继的设备过负荷、系统功率振荡、频率振荡、电压崩溃、功角稳定破坏、系统失步等。这类事故常导致大面积停电，甚至导致电网解列和系统瓦解，如 2003 年“8·14”美加大面积停电事件（见图）。连锁反应是事故扩大的一个重要原因（见电力系统事故）。



2003 年“8·14”美加大停电时的纽约市（丁道齐　提供）

发生原因 ①电网结构因素。由于网架结构薄弱或规划不合理造成的系统抗扰动能力弱。②设备本身因素。一次设备的部件老化和绝缘损坏造成的设备负荷承受能力减弱。③受电地区由于气候等原因使用电负荷意外大幅度增长或者大容量发电机组（发电厂）故障失去大量电源，有功功率与无功功率备用不足，同时又无迅速削减负荷的有效措施。此时，因一条受电的输电线路过负荷跳闸，其他受电线路相继过负荷跳闸。④继电保护装置存在隐藏故障或定值整定不合理，继电保护装置误动、拒动或断路器拒动引发（越级）多条线路跳闸。⑤运行人员误操作。⑥调度自动化信息系统在连锁性故障过程中功能失效，造成人为的事故处理缓慢和事故范围扩大等。

预防措施 ①合理布局电网结构和优化设计广域系统保护。②针对系统运行方式中可能发生过负荷的主干输电设备，预先制定防止连锁反应的措施。③加强继电保护定值管理，在系统运行方式有变化或负荷增长时应及时进行必要的定值改变。④检测通过自动解列点的功率，使其不超过允许限额。⑤装设自动低频减负荷、自动低压减负荷装置以及必要时的连锁切机和切负荷装置。⑥研究和应用防范连锁故障的系统范围的监测和保护控制设备，以及支持连锁故障过程诊断分析和恢复控制功能的动态监控系统。

dianli xitong lianluoxian

电力系统联络线 (tie-lines of interconnected power systems) 连接电力系统不同控制区之间的输电线路。电力系统联络线有多种类型：单回线或多回线，交流输电线、直流输电线或交流与直流输电线并列使用。电力系统交流联络线的电压等级多与电力系统主干网络的电压等级相同。根据输送功率极限的大小，联络线又可分为强联系与弱联系。在运行中，须注意解决功率波动、低频振荡、联络线的安全措施等问题。

强联系 一般指联络线输送功率极限值超过互联电力系统中最小系统总发电容量的15%以上者。强联系的联络线稳定性高，在电力系统之间的事故支援能力强，但其中一个系统发生故障时对其他系统的影响较大。

弱联系 一般指联络线输送功率极限值小于互联电力系统中最小系统总发电容量的10%～15%者。弱联系的联络线稳定性低，在电力系统之间的事故支援能力弱，系统间的相互影响较小。

功率波动 电力系统联络线上不规则的功率波动，由互联的各个系统自身功率瞬时不平衡引起。功率波动叠加到原有的输送功率上，有可能超过弱联系联络线的稳定极限，造成互联的电力系统失去同步而被迫解列（见并列与解列）。

低频振荡 发生在电力系统联络线上的或系统内部的周期性的功率振荡，是一种不正常现象（见电力系统振荡）。

联络线的安全措施 ①设置自动调节联络线输送功率不超过稳定极限的装置。②安装失步解列保护，一旦失去同步能够迅速断开联络线，防止事故扩大。③在大容量发电机上装设电力系统稳定器（power system stabilizer，PSS），抑制功率波动和消除低频振荡。④其他，如安装过负荷解列、低电压解列等保护装置。

见互联电力系统运行。

dianli xitong lianwang guihua sheji

电力系统联网规划设计 (electric power system interconnection planning) 对两个或两个以上的电力系统通过联络线实现联网进行的规划设计。联网是指两个系统在正常运行方式下进行功率交换，以取得经济效果；在事故状态下能相互支援，以获得节约备用容量和提高可靠性的效益。

联网规划设计主要内容 包括分析联网的技术经济效益，论证联网方式与联网方案，研究联网后主要技术问题。

联网技术经济效益 通过联网可以取得减少弃水电量及节约燃煤的电量效益，取得减少新增装机的容量效益。主要效益包括错峰效益、调峰效益、补偿效益、备用效益、规模经济效益、能源调剂效益、减少弃水弃风弃光电量效益、降低发电燃料消耗效益等。

(1) 错峰效益。由于各电力系统负荷特性及地理位置不同，引起最大负荷出现的时间不同。联网后综合最大负荷小于各系统最大负荷之和，从而获得减少火电装机效益。

(2) 调峰效益。联网后，水电能替代部分火电进行调峰，从而获得减少火电装机效益。

(3) 补偿效益。由于系统内各水电厂所处河流来水和水库调节特性不同，联网后可进行补偿调节，从而获得减少火电装机效益及减少弃水电量效益。



(4) 备用效益。联网后，可减少电力系统的负荷备用、事故备用容量（见电力系统备用容量），也可提高电力系统可靠性，减少停电损失等。

(5) 规模经济效益。联网后电力系统规模扩大，发电设备总容量增加，可选择造价和运行费较低的大容量机组。

(6) 能源调剂效益。联网后，可以最经济地利用各种能源资源，选择优化的电源布局（包括抽水蓄能电站）和电力网最佳方案。

(7) 减少弃水弃风弃光电量效益。联网后电力系统规模扩大，可以减少季节性弃水电量及调峰弃水电量。风力发电及光伏发电因地域扩大互补性增加及电力系统规模扩大消纳能力提高，可以减少弃风弃光电量。

(8) 降低发电燃料消耗效益。联网后由于系统负荷峰谷差的改善及大容量机组的采用，可以改善火电运行条件，降低燃料消耗。

联网后所获的经济效益应与互联引起的联络线建设和现有网络改造所需的输变电工程以及有关设施（如通信、调度自动化和继电保护等）的投资和年运行费进行比较，以决定是否联网。

联网方式 有同步联网、非同步联网两种，应根据联网性质、联网容量、两电网距离及系统特点研究后确定。同步联网包括交流联网或交直流混合联网。一般同步联网是联网线路长度在交直流等价距离以内的联网，常用于周边联网。非同步联网为直流方式联网，主要用于不同频率或频率控制不兼容电网的联网、跨海联网、采用交流联网不经济的联网，以及两个大电网间互联并要求控制交流电网规模和便于运行调度的联网。电网互联时联络线电压等级的选择，应按传输容量、距离等因素来确定，一般宜与主网最高一级电压相一致。

联网后主要技术问题 包括交流联络线上不规则的功率波动、低频振荡和稳定问题。

(1) 交流联络线上不规则的功率波动。由于互联的各个系统自身负荷随机波动和频率变化所引起的一种时大时小含有多种固定响应频率的持续振荡。这种功率波动会恶化联网后的稳定运行，导致降低联络线的输送容量。

(2) 低频振荡。由于系统中发电机采用快速励磁后，在改

善系统同步力矩提高系统暂态稳定的同时，减弱了系统的阻尼力矩，联网可能会出现负阻尼，从而带来产生低频振荡的危险，影响系统的安全运行，使联络线的输送容量受到限制。

（3）稳定问题。交流联网后，由于同步交流电网扩大，交流系统互相影响，发生故障后，可能导致事故扩大化。

联网规划设计阶段 一般分可行性研究与联网工程系统设计两阶段。在可行性研究阶段，要论证联网的必要性、联网的作用和联网效益，推荐联网输电方式（交流、直流或混合输电）、联网方案、联络线的经济输送容量、电压等级和回路数。对推荐方案做出全面技术经济分析，提出包括系统继电保护、调度控制和通信在内的工程投资估算和经济效益评价。在联网工程系统设计阶段，要对全电力系统进行潮流、调相调压、稳定、过电压及短路计算，提出防止在正常运行方式下联络线上功率波动和低频振荡的措施，防止在故障后由于连锁反应造成的系统失步、电压崩溃和联络线过载的措施，确定联网工程主设备参数，对继电保护、安全自动装置、调度自动化、远动和通信方式，以及联络线的频率和负荷控制提出技术要求。

dianli xitong pinlü

电力系统频率 (frequency of electric power system)

电力系统中从发电厂传输到终端用户的交流电的振荡频率。频率质量是电能质量的一个重要指标。在电力系统稳态时，各发电机同步运行，整个同步电力系统的频率是相同的。电力系统的额定频率为50Hz或60Hz，欧洲地区采用50Hz，美洲地区多采用60Hz。中国1956年发布的《电力设备额定电压及周率标准》规定交流电力设备的额定频率为50Hz；GB/T 15945—2008《电能质量　电力系统频率偏差》规定电力系统正常运行条件下频率偏差限值为±0.2Hz，当系统容量较小时，偏差限值可以放宽到±0.5Hz。

电力系统频率仅当系统中所有发电机的总有功出力与总有功消耗（包括所有有功负荷和电网中的所有有功损耗）相等时，才能保持不变。而电力系统负荷是时刻变化的，任何一处负荷的变化，都要引起全系统功率的不平衡，并进而导致频率的变化。电力系统运行时，要及时调节各发电机的出力（通过调节原动机动力元素——蒸汽或水等的输入量），以保持频率的偏移在允许的范围之内。（见电力系统频率调整）

电力系统中的发电与用电设备，都是按照额定频率设计和制造的，只有在额定频率附近运行时，才能发挥最好的功能。系统频率的变动过大，对用户和发电厂的运行都将产生不利的影响。系统频率变化对用户的不利影响主要有三个方面：①频率变化将引起异步电动机转速的变化，由这些电动机驱动的纺织、制纸等机械的产品质量将受到影响，甚至出现残、次品。②系统频率降低将使电动机的转速和功率降低，导致传动机械的出力降低。③工业和国防部门使用的测量、控制等电子设备将受系统频率的波动而影响其准确性和工作性能，频率过低时甚至无法工作。同样，电力系统频率变化较大时也将对发电厂和系统的安全运行带来影响，如：①频率偏移较大时，汽轮机叶片的振动变大，影响使用寿命，甚至产生裂纹而断裂。②频率降低时，由异步电动机驱动的火电厂厂用机械（如风机、水泵及磨煤机等）的出力降低，导致发电机出力下降，使系统的频率进一步下降。特别是频率下降到46～47Hz以下时，可能在几分钟内使火电厂的正常运行受到破坏，系统功率缺额更为严重，使频率更快下降，从而发生频率崩溃现象（见电力系统频率崩溃）。③系统频率降低时，异步电动机和变压器的励磁电流增加，所需无功功率增大，结果引起电压下降。当频率下降到45～46Hz时，各发电机及励磁机的转速均显著下降，导致各发电机的电动势下降，全系统的电压水平大为降低。如果系统原来的电压水平偏低，还可能引起电压不断下降，出现电压崩溃现象（见电力系统电压崩溃）。发生频率崩溃或电压崩溃，会使整个系统瓦解，造成大面积停电（见电力系统瓦解）。

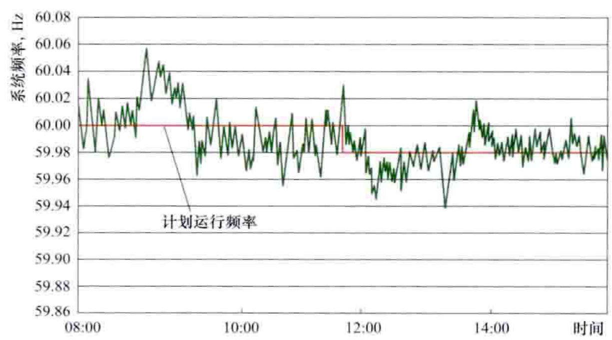
电力系统所有发电机组的原动机均装有自动转速调整器（简称调速器），能自动地将频率控制在一定的范围内。调速器的调频作用，一般称为频率的一次调整，是最基本的调频措施。为了使并列运行的发电机组间有确定的有功功率分配关系，调速器一般设计为有差调节特性，所以单靠这一调整，通常不能满足频率控制要求，还需要由人工或自动调频装置改变某些发电厂（称为调频发电厂）中发电机调速器的特性，将频率调整到要求的范围内，这种作用称为频率的二次调整。对于大型电力系统，需要多个发电厂共同参与二次调整，还要考虑各调频机组间的功率经济分配以及联络线中交换功率的限制。这种频率-功率联合控制要用自动调频系统（自动发电控制）来实现（见电力系统频率调整）。

dianli xitong pinlü bengkui

电力系统频率崩溃 (frequency collapse of power system)

电力系统或被解列后的局部系统出现较大有功功率缺额时，频率大幅度下降，影响发电机组出力降低或跳闸，造成频率进一步下降，系统有功出力进一步减少的恶性循环，导致电力系统或局部系统大停电的事故状态。

当电力系统在正常频率下运行，出现不大的有功功率缺额时，运行频率会有少许下降，但因负荷相应减少（负荷频率特性的作用）和系统有功备用容量的作用，将使频率稳定于新的数值，系统是稳定的。如果有功功率缺额大于系统有功备用容量的数值较多，则运行频率就不能稳定于较高的数值而不断下降，如果不能采取紧急措施，迅速削减相应容量的负荷，则系统将趋于频率崩溃，如图所示的2003年“8·14”美加大面积停电事件的频率情况。



2003年“8·14”美加大面积停电事件发生前8：00～16：00美国东部电网频率基本在低于下限的水平（额定频率为60.00Hz±0.02Hz，——计划运行频率）

频率下降对汽轮发电机组与核电机组的影响 ①汽轮发电机组的辅助设备，如水泵、风机和磨煤机等均由交流异步电动机拖动，当频率下降到48～47Hz时，其出力将显著降低；②为了保护发电机组本身不遭受超过设计允许的频率时间特性的异常频率运行的损害，许多大型发电机组都装有动作于切机的低频保护；③核电厂反应堆的冷却介质泵，对频率有严格要求，当频率降到一定数值时即跳闸，使反应堆停止运行。

预防措施 ①电力系统保持足够的负荷备用容量和事故备用容量（见电力系统备用容量）；②装设自动低频减负荷装置，其动作频率的整定应使大型汽轮发电机组不致因频率降低而跳闸；同时还要制订事故时紧急手动切除负荷的序位（见电力系统事故紧急限电）；③制订保持发电厂厂用电的措施。如当系统频率降到某一数值时，部分发电机组自动与系统解列，并向与其发电出力相当的负荷（包括厂用电）供电以保持频率为额定频率。这些机组在频率崩溃的系统内可作为起动其他机组的电源，用以加快恢复电力系统供电的过程。此外，也有在电厂内安装柴油发电机组作为事故备用电源的。

dianli xitong pinlü texing

电力系统频率特性 (frequency characteristic of electric power system) 当电力系统电压不变时，电力系统有功功率对频率的相关关系。电力系统频率特性的最大特点是，在一般运行情况下，系统各点的频率值基本相同。电力系统频率特性是电力系统频率调整装置、自动低频减负荷装置、电力系统间联络线交换功率自动控制装置等进行整定的依据。电力系统频率特性可分为负荷频率特性和发电频率特性，又可分为频率静态特性和频率动态特性。

负荷频率静态特性 不同种类的负荷对频率的变化关系各异，有的与频率无关，有的与频率的一次方、二次方或更高次方成正比（见电力系统负荷）。负荷频率静态特性常数表示负荷对频率的变化关系，即 $K_L=\Delta P_L$（%）$/\Delta f$（%）。式中 K_L 即为负荷频率静态特性常数，也称作电力系统的负荷频率调节效应系数，其数值随负荷组成的不同而异，一般在1～3的范围之内；ΔP_L（%）为系统负荷变化量的百分值；Δf（%）为系统频率变化量的百分值。

发电频率静态特性 系统内的发电机组，当频率变化时其调速系统自动地改变汽轮机的进汽量或水轮机的进水量，从而增减发电机组的出力。以发电机组频率静态特性常数表示发电机组出力对频率变化的调节效应，即 $K_G=-\Delta P_G$（%）$/\Delta f$（%），式中 K_G 即为发电机组频率静态特性常数，也称发电机组调速系统频率特性曲线斜率，其倒数为调速系统的调差系数，全电力系统所有发电机组的总和 K_G 可根据每台机组的数值经过计算得出近似值；ΔP_G（%）为发电机组有功功率变化量百分值；Δf（%）为系统频率变化量的百分值，负号表示当运行频率下降时发电机有功出力增加，而运行频率升高时发电机有功出力减少。

电力系统频率静态特性 负荷频率静态特性和发电频率静态特性的组合，表示为：ΔP（%）$/\Delta f$（%）$=\rho K_G+K_L$，式中 ΔP（%）为电力系统有功功率变化量百分值；Δf（%）为系统频率变化量百分值；ρ 为备用容量（见电力系统备用容量）占系统总有功负荷的百分值。电力系统有足够的备用容量时，发生功率缺额只会引起不大的频率下降；如无备用容量（即式中 $\rho=0$），则系统的频率下降将很多，因为这时的系统频率下降仅取决于负荷的频率静态特性。

电力系统频率动态特性 电力系统的有功功率平衡突然遭到破坏时，系统的频率将从正常的稳定值过渡到另一个稳定值，这种频率变化过程反映了系统的频率动态特性。它与系统有无备用容量、负荷的频率调节效应系数及电力系统内旋转机械的惯性时间常数等有关。因条件不同，系统频率可能非周期性地逐步下降，也可能经波动衰减到某一稳定值；系统的惯性时间常数越大，系统频率变化过程所经历的时间就越长。

dianli xitong pinlü tiaozheng

电力系统频率调整 (frequency regulation of electric power system) 为使电力系统频率的波动保持在允许偏差范围内而对发电机组有功出力进行的调节，又称电力系统频率控制。电力系统的负荷随时都在变化，系统的频率也相应发生变化，为保证频率稳定，必须对频率进行调整，使其变化不超过规定的允许范围。电力系统频率调整是保证电能质量的一项重要措施（见电力系统频率异常运行），也是电力系统中维持有功功率供需平衡的主要措施，其根本目的是保证电力系统的频率稳定。

频率调整方法 电力系统频率调整的主要方法是调整发电功率和进行负荷管理。按照调整范围和调节能力的不同，频率调整可分为一次调频、二次调频和三次调频。

一次调频是指当电力系统频率偏离目标频率时，发电机组通过调速系统的自动反应，调整有功出力以维持电力系统频率稳定。一次调频的特点是响应速度快，但是只能做到有差控制。它不需要自动频率调整装置，也不须进行人工调整，但当系统负荷变化幅度大时，频率变化范围会超过规定的范围。因此，实际运行中需辅以二次频率调整，即由手动或自动装置移动调速系统特性曲线的位置，进行频率的调整。

二次调频是指发电机组提供足够的可调整容量及一定的调节速率，在允许的调节偏差下实时跟踪频率，以满足系统频率稳定的要求，也称为自动发电控制（automatic generation control，AGC）。二次调频可以做到频率的无差调节，且能够对联络线功率进行监视和调整。

三次调频的实质是完成在线经济调度，其目的是在满足电力系统频率稳定和系统安全的前提下合理利用能源和设备，以最低的发电成本或费用获得更多的、优质的电能。

在大型电力系统中，为了避免在频率调整过程中出现过调或频率长时间不稳定的现象，须指定承担电力系统频率调整任务的调频发电厂。调频发电厂一般选择除径流式以外的处在非洪水期的水电厂和调整容量大、调整速度快的非供热火电厂。调频发电厂的出力在输电及水利方面应少受限制，同时应具备实现自动调频的功能。调频发电厂可分为主要频率调整厂和辅助频率调整厂。主要频率调整厂负责全系统的二次频率调整工作，一般是选择有调节能力的1～2座水电站承担。辅助频率调整厂只当频率超过某一规定的偏移范围后才参加频率调整工作，一般由少数几座频率低的火电厂承

担。大容量高效率火电厂、核电站、径流式水电站带基荷，不参与频率调整。

频率调整目标　频率调整主要与有功功率调节和控制有关，因此，在实用上应将频率调整与电厂有功功率的控制、系统有功功率的经济分配和联络线功率控制结合起来，实现如下目标：①维持系统额定频率，不使其偏移超过规定的允许值（正常运行时，中、小容量电力系统允许频率偏差为±0.5Hz，大容量电力系统为±0.2Hz)。②经济分配电厂和机组负荷，求得全系统燃料总耗量最低，降低网络损耗。③控制联络线功率，防止过负荷，维持系统稳定运行。④进行电钟和天文钟之间的时间差校正，保持电钟的准确度。

为了随时维持电力系统合格的频率质量，还必须做好系统调度运行管理工作：编制准确的日负荷计划；在确保各电厂间机炉的经济运行、系统安全可靠性，并给主要频率调整厂留有足够调频容量的条件下，制定并下达各电厂的发电任务，保证主要频率调整厂能随时按规定调整系统的频率。

互联电力系统频率调整　大电力系统之间的互联是电力系统发展的必然趋势，因此对互联电力系统（见电力系统互联）的频率调整也必须加以重视。互联电力系统的频率调整比较复杂，可采取不同的调频方式，主要有按频率的调整方式，按联络线交换功率的调整方式和按频率及交换功率偏移的调整方式。采用复杂调频方式的调频工作须通过调度自动化系统来完成。

dianli xitong pinlü wending

电力系统频率稳定　(frequency stability of power system)　电力系统在遭受严重扰动导致系统发电与负荷出现严重不平衡时频率能够保持或恢复到允许的范围内不发生频率崩溃的能力，即以最小的发电和负荷损失来维持/恢复系统发电和负荷之间平衡的能力。频率不稳定是可能导致发电机组和/或负荷跳闸的持续的频率波动。频率不稳定可能是短期现象或长期现象，通常与系统设备响应不当、控制和保护的不协调或发电备用不足有关。严重的系统扰动通常导致频率、潮流、电压和系统其他变量大的偏移，因而促使程序、控制和保护动作。在频率偏移期间，被激发的程序和装置的响应时间范围从零点几秒（对应于低频甩负荷、发电机控制和保护的响应时间）到几分钟（对应于原动机的能源供应系统和负荷电压调节的响应时间）。

频率稳定的重要性　电力系统频率稳定是电力系统稳定的重要组成部分，反映了有功发电与负荷的平衡情况。早期小型区域电网发电备用有限，且与其他电网缺少互联，大机组切除等故障容易导致系统频率发生严重偏移，频率稳定问题突出。随着电力系统扩大，电网互联程度的提高，区域电网间互为备用，系统抗扰动能力逐渐增强，以及低频减载等控制措施的普遍应用，频率稳定一般不被认为是互联电网的重要问题。但是，大电源基地建设和大型机组的运行，使系统遭受潜在有功扰动量增大；远距离、大规模输电使输电线路趋于重载，输电线路因事故断开对受端系统频率稳定性的威胁增大；带基荷的核电厂和一些火电厂增加，对负荷变化的响应性能变差；大型机组对频率偏移的要求更加苛刻，可调范围变窄，频率过高或过低都可能引起保护装置动作，容易引起导致频率大幅偏移的连锁事故；具有大量小涡轮发电机的电力系统（即主要是分布式发电系统）相比于具有少量的但是大的涡轮发电机的电力系统（即更集中的发电系统）转动惯量较小；终端负荷更多利用电子和变速驱动，导致负荷频率特性变差。所有这些因素都使现代互联电力系统的频率特性恶化，使电力系统频率失稳成为互联大电力系统安全稳定运行的重要威胁之一。而在可能形成的孤岛系统中，对于引起负荷或发电显著损失的任何扰动，频率稳定性都是首先要关注的。

限制频率不稳定的措施　频率不稳定分为频率异常下降和异常升高两种，应采取不同的限制措施。

（1）限制频率异常下降的措施。当系统故障出现严重功率短缺时，必须采取措施使频率下降的幅度和时间不致使发电机低频保护动作，避免连锁反应。发电机组也应具备一定的允许低频运行能力，即限制频率降低措施的性能必须与发电机低频保护特性相协调。主要措施包括：①尽快起动系统中的各种备用电源和发电机调相转发电运行。②故障连锁切负荷。切负荷数量和地点可由离线计算分析确定；也可在线预决策，即在线计算分析，每隔一定时间（例如几分钟）更新切负荷整定值。应注意切负荷后的无功功率平衡，避免大量切负荷后的电压波动。还需特别注意的是有功功率短缺且无功功率严重不足时，地区电压可能严重降低而频率并不显著降低，低频减负荷不起作用，结果导致电压崩溃。对这种情况，必须采用连锁切负荷或低电压减负荷以保证电压恢复（见自动低频减负荷、自动低压减负荷）。③低频减负荷。这是防止频率崩溃的最后一道防线，切除负荷的总容量按该电网实际可能出现的功率缺额考虑，一般不宜低于40%。装置宜采用简单、分散型式以提高其可靠性。系统切除负荷按重要性排队，首先切除较次要负荷，对个别极重要的小容量负荷，应设置自己的紧急备用电源。低频减负荷的整定要与发电机组频率特性相协调。在低频减负荷条件下，电力系统频率的动态特性及其与发电机组允许频率降低特性相协调，以保证不会发生连锁反应而导致系统频率崩溃；④低频减负荷仍不满足电网安全运行时，起动预设的低频（低压）解列装置，将系统解列为两个或多个局部孤立系统，使局部电网保持安全稳定运行，从而保证对重要用户的可靠供电（见并列与解列）。

（2）限制频率异常升高的措施。当电力系统频率升高时，原动机的调整器将投入工作，减少发电机出力。汽轮机组调速器响应速度快，通常能防止频率升高到危险的程度。当汽轮机转速高于额定转速10%以上时，为避免损坏机组，超速保护动作关闭主汽门。水轮机调速器动作时间较慢，除了反应于频率升高的自动装置外，还要装设限制频率升高的辅助自动装置，分级切除或解列部分水轮机组，该装置的动作要躲过系统正常运行可能的频率升高和同步振荡引起的频率升高。

dianli xitong pinlü yichang yunxing

电力系统频率异常运行　(abnormal frequency operation of electric power system)　电力系统频率变动超出允许偏差范围的运行状态。其产生原因是电力系统有功功率失去平衡。频率异常运行对电力系统本身和用户都有危害，一旦出现须立即采取措施使频率恢复正常。

频率允许偏差　各国对频率允许偏差范围都有明确规定。（见电力系统频率）

频率异常原因　电力系统发电出力不足则频率降低；发电出力过剩则频率升高。其原因有：①电力系统发生事故失去大电源或造成系统解列，而解列后的局部系统有功功率失去平衡（见电力系统事故、并列与解列）；②由于气候变化或意外灾害使负荷迅速突变；③在电力供应不足的电力系统中缺乏有效控制负荷的手段；④高峰负荷时期发电出力的增长速度低于负荷的增长速度，低谷负荷时期最小发电出力大于低谷负荷。

频率异常运行的危害　分为对电力系统和对用户危害两方面。

（1）对电力系统本身的影响：①频率异常影响汽轮机组寿命，并使汽轮机叶片因共振而折断，导致汽轮机的严重机械损伤（为此大型汽轮机均装有低频保护）；②频率低到一定程度，会使核电机组因冷却介质泵跳闸而停止发电；③频率下降过多则影响发电厂厂用电设备不能正常运行，减少发电厂出力或使大型汽轮机组及核电机组因其低频保护动作而跳闸，导致系统频率崩溃（见电力系统频率崩溃）。

（2）对用户的影响：①使产品质量不稳定甚至出次品；②在使用水泵、风机的矿井可能危及井下安全。

防止对策　①电力系统保持足够容量的负荷备用和事故备用（见电力系统备用容量）；电力供应不足的系统必须限制一部分用户负荷，并使发电出力与负荷平衡之后还有一定裕度；②严格控制频率偏差不超过允许范围；③做好负荷管理工作，安装负荷控制装置，并安排好事故紧急限电序位；④在电力系统内安装自动低频减负荷装置，在解列后可能功率过剩的地区装设按频率升高切除发电机装置。

dianli xitong ridiaodu jihua

电力系统日调度计划　（daily operation planning of electric power system）　由电力系统调度部门编制的指导电力系统每日生产运行的计划。编制目的是为了保障负荷需要并供给质量合格的电能，使电力系统运行安全稳定并获得最大经济效益。其主要内容包括：每日以15min为间隔的96点负荷预测，发电机组和输变电设备检修计划，水库放水计划，电网间联络线送受电计划，电力平衡计划，电力系统运行接线方式，继电保护与安全自动装置定值变更计划和反事故措施等。电力系统日调度计划的核心内容是电力平衡计划和电力系统运行接线方式。

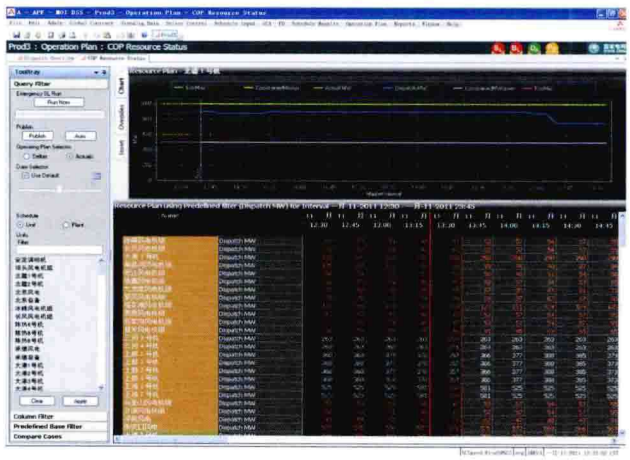
负荷预测　将电力系统每日96点的实际负荷值连成曲线称之为日负荷曲线（见电力系统负荷曲线）。一般，高峰负荷出现在上午和傍晚；低谷负荷出现在夜间。除特殊的节假日（如春节）外，相近日期的或同一周日的日负荷曲线形状基本相同，每日对应时刻的负荷值变化不很大，而且这种变化符合正态分布规律。利用日负荷曲线的这一特性，可以进行短期负荷预测，即数日内的每日96点负荷预测，也可做数小时内的超短期负荷预测。（见电力系统负荷预测）

发电机组和输变电设备检修计划　日调度计划的检修安排，以尽可能完成长期（年、季、月）检修计划为主。日计划中要确定发电机组与主要输变电设备停止运行转入检修或检修完工转入运行（或备用）的具体时间。在安排设备检修时，要考虑电力网中功率分布的变化，避免运行设备过负荷和局部电压异常，要保证必需的供电可靠性和电力系统运行稳定性，特别要保持足够的发电容量以满足最大负荷和运行备用容量的需要。

水库放水计划　对于多年调节水库或以发电为主的水库，在水库调度计划的基础上，考虑水电厂的出力满足高峰负荷的需要并作为电力系统的备用容量。对于梯级水电厂，则要协调各梯级水电厂之间的发电放水以保持各梯级水库的正常水位和求得最大经济效益。

联络线送受电计划　在联合电力系统中，系统联络线送受电是按事先签订的购售电合同执行的。编制日调度计划时要考虑联络线购售电合同有否改变，如有改变要按变更后的新合同执行。

电力平衡计划　上述4项计划安排后，即可编制电力平衡计划。主要是做出全天96点电力系统总发电曲线和各发电厂的发电计划（包括各小时应发电力和机组开停时间表）。在编制系统总发电曲线时，除考虑发电厂厂用电和线路损失外，还要考虑留出相当于高峰负荷10%～15%的负荷备用和事故备用容量（见电力系统备用容量）。在编制各发电厂的发电计划时（见图），要把系统总负荷按照经济调度的原则分配到各个发电厂，机组开停要进行优化组合，使电力系统获得最大经济效益。



日发电计划编制

电力系统运行接线方式　在年度运行方式中，已经编制了电力系统正常的和主要设备检修的运行接线方式，在日调度计划中只需根据检修安排并结合系统实际情况对原定运行接线方式进行适当修改即可。（见电力系统运行接线方式）

继电保护与安全自动装置定值变更计划　这些装置的定值与运行状态有时因系统运行接线方式的变化或本身的校验与维修而改变，在日调度计划中对这些改变要逐项说明。

反事故措施　根据检修安排和运行接线方式的特点，在系统中选择薄弱环节作为发生故障的假想对象，然后考虑事故处理对策和事故后运行方式，编制成典型事故处理方案。对重大操作的操作内容、步骤和注意事项编制成典型操作方案。将典型事故处理方案和典型操作方案及其他注意事项汇编成反事故措施。

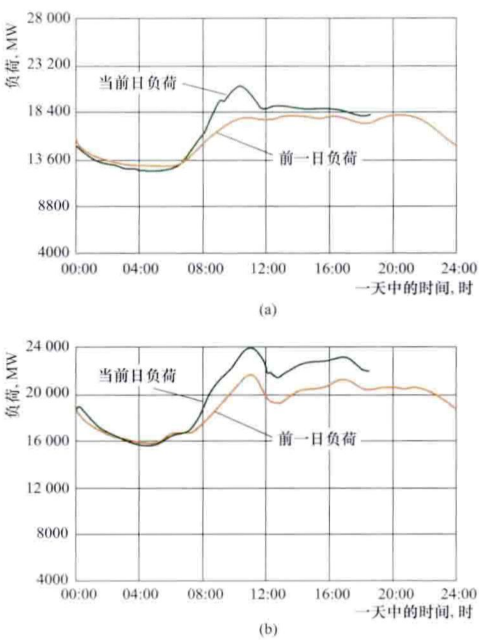
日调度计划在1～2日前编制出来并下达到各有关单位，由电力系统调度员执行。

dianli xitong rifuhe fenggucha

电力系统日负荷峰谷差 (difference between daily peak and valley load of electric power system) 电力系统每日最大负荷与最小负荷之差。积累电力系统负荷峰谷差的资料用以：①研究电力系统调峰措施；②作为电力系统调整负荷节约用电措施的依据；③提供电力系统电源规划的参考条件。

负荷组成、季节变化和节假日是影响负荷峰谷差数值的主要因素，不同类型电网（城市电网或农村电网，省级电网或地区电网）的负荷特性有所不同，区域电力系统的负荷峰谷差一般为最大负荷的30%～40%。例如，由上海市和福建省某日的负荷曲线（见图）可以看出：上海的负荷最大20800MW，最小12400MW，峰谷差8400MW，占最大负荷的40%；福建的负荷最大24 000MW，最小16 000MW，峰谷差8000MW，占最大负荷的33%。此外，炎热地区城市的夏季空调负荷常造成晚高峰时段的用电紧张。

为适应日负荷变化的需要，保证供电质量，电力系统需要有足够的有功调节容量，特别要有可以快速起动并快速带满负荷的发电机组。为此，除广泛采用水电机组调峰外，在以火电为主的电力系统则应装设调峰机组，如安装抽水蓄能机组，在低谷时抽水，高峰时发电，既增加高峰时发电出力又改善负荷曲线。分布式发电、插电式电动汽车的发展如不加以控制、引导，可能进一步增大峰谷差，应通过需求侧管理对用户侧发电系统、负荷、电动汽车、储能设备进行控制以有效降低峰谷差。为减小负荷峰谷差，常采取负荷管理办法，如对低谷时用电的用户在电价上予以优惠的鼓励办法。法国1975年负荷峰谷差约为33%，多年来通过对工业负荷的需求侧管理，在负荷增长的条件下，负荷峰谷差逐年降低，2007年负荷峰谷差降到20%。（见电力系统调峰）



日负荷曲线图

(a) 上海市日负荷曲线；(b) 福建省日负荷曲线

dianli xitong rifuhe lü

电力系统日负荷率 (daily load factor of electric power system) 电力系统一昼夜内平均负荷与最大负荷的比值。其中平均负荷等于日电量除以24h。日负荷率通常写作γ，表示负荷的平稳程度，其值越高，说明负荷在一天内的变化越小。较高的日负荷率有利于电力系统的经济运行，所以各国都很注重提高日负荷率的工作。

电力系统规划设计中，日负荷率γ与最小负荷率β（见电力系统负荷曲线）一起用来进行以下分析工作：①进行电力平衡，初步确定水火电厂的工作容量和总装机容量（见电力系统工作容量）。②初步确定水火电厂的运行方式、地区间及联络线的功率分布和电力网的潮流分布。③确定调峰容量，选择合适的调峰方式（见电力系统调峰设计）。

电力负荷的组成和用电状况直接影响日负荷率的大小，影响因素有地区用电构成比例及工厂生产班次、调负荷手段、季节性及气象变化条件。

（1）地区用电构成比例及工厂生产班次的影响。电力系统中有连续用电的三班制工业用户和非连续用电的两班制或一班制用户。连续性生产的工业用电，如冶金、石油、石化工业用电比重越大，γ、β值越高。若系统中第三产业及居民用电比重很大，则γ、β值较低。农业用电一年内γ值变化较大，排灌季节γ值较高，非排灌季节γ值很低。

（2）调负荷手段的影响。若将高峰用电时的部分负荷调节至低谷用电，则改变了负荷曲线形状（见电力系统负荷曲线），提高了γ和β值。

（3）季节性及气象变化条件影响。由于在不同季节受日照时间变化及晴雨天气变化的影响，同一地区不同季节负荷的γ值不同。

dianli xitong rongliang

电力系统容量 (installed capacity of electric power system) 电力系统中各类发电厂机组额定容量的总和，也称电力系统装机容量、电力系统发电设备容量。电力系统规划设计中要考虑工作出力、负荷备用容量、事故备用容量、检修备用容量、系统总备用容量、受阻容量、空闲容量、重复容量、系统可调容量及预想出力等。

工作出力 等于系统中运行机组所担负的有功负荷，随着负荷变化而变化。

负荷备用容量 接于母线立即可带负荷的旋转备用容量，用以调节系统短时间的负荷波动、风电等不稳定电源出力和负荷预测的误差，使系统能经常保持在额定频率下运行。其数值根据系统负荷、冲击负荷的大小以及运行经验而定，一般取系统最大发电负荷的2%～5%，大系统取较小值，小系统或有冲击负荷的取较大值。负荷备用容量应在各发电厂之间进行合理分配，并根据不同季节考虑水、火电及风电等之间的协调及输电线路输电能力的限制。

事故备用容量 在规定时间内可供调用的容量，是发电机组事故停运或电厂出力突然下降时能保证用户供电可靠性所需要的容量。事故备用容量与系统容量、机组台数、单机容量、机组强迫停运率及对供电可靠性要求等有关，其数值应根据可靠性计算确定。在采用计算电力不足概率（LOLP）的方法来确定备用容量时，电力不足概率的取值各国不同，美国、加拿大等国的一些电力系统取值为0.1d/a（即10年中有1天电力不足），有的国家取值为0.1～0.4d/a。当对系统电力不足概率没有规定，机组强迫停运率缺少资料时，事故备用容量一般可取系统最大发电负荷的8%～10%，但不小于系统中一台最大机组的容量。

检修备用容量　为系统中发电设备能进行定期计划检修而设置的备用容量。应按有关规程规定，结合系统负荷特性、水电容量比重、水电调节性能等因素确定。系统年负荷曲线（见电力系统负荷曲线）静态下降系数小、水电比重大、水电调节性能差、空闲容量多的情况，检修备用容量则可少一些；反之，则要多一些。检修备用容量应在电力平衡时通过安排年检修计划来确定。一般可取最大负荷的8%～15%。

系统总备用容量　负荷备用容量、事故备用容量及检修备用容量之和为系统总备用容量，一般取最大发电负荷的25%左右。

受阻容量　由于发电设备存在缺陷不配套，无调节库容的水电厂在枯水期，或虽有库容但水头消落过大，使机组出力达不到额定的容量；抽汽供热的凝汽机组在供热期出力下降。在电力平衡中应将受阻容量扣除。

空闲容量　水电厂受日保证电量及其利用方式所限而使全厂出力达不到预想出力的容量。它可用作本厂的事故备用和检修备用，但不能作为系统的事故备用。

重复容量　电力系统为补偿受阻容量以满足电力平衡需要而增设的容量。

系统可调容量　系统中可供统一调度分配的有功容量，又称可用容量。它等于系统装机容量与计划检修容量、受阻容量和空闲容量（扣除作为本发电厂事故备用和检修备用之后）之差。

预想出力　水轮发电机组在某一保证率（一般指设计保证率）时不同水头下的最大出力。当运行水头等于或大于额定水头时，预想出力等于额定出力；当水头小于额定水头时，预想出力均小于额定出力。水力发电厂的预想出力是全厂各水轮发电机组预想出力之总和。

见电力系统备用容量和电力系统工作容量。

dianli xitong shebei jianxiu diaodu guanli

电力系统设备检修调度管理

(maintenance scheduling of electric power system)　电力系统调度部门对电力设备检修计划进度、检修申请与批答、检修竣工等的管理工作。

检修计划进度表的编制　①利用负荷的变化恰当安排检修备用容量（见电力系统容量）。在电力系统日最大负荷比较小的季节多安排一些检修。②考虑不同类型机组的运行条件，如供热机组在供热季节前安排检修，水轮发电机组在洪水期之前检修等。③考虑系统安全运行的需要，如在春雨或雷雨季节之前安排输变电设备的清扫、预防性试验等。④考虑设备的检修周期及设备需修的缓急程度。⑤避免重复停电。应考虑发电设备同输变电设备以及输变电设备之间的统一检修；考虑电力设备同用户用电设备的统一检修。⑥有些电力系统在安排发电设备检修容量时运用了等风险度原则，即在全年各个时期系统的缺电风险度基本相等。⑦也有些电力系统在安排发电设备检修时实行状态检修法，即考虑设备的健康水平，如设备的健康状况良好时，可适当延长检修周期。

检修计划进度表分为年、季、月三种，由调度部门会同发电、输变电的管理部门协商编制。

（1）发电设备年度检修计划进度表。一般在上一年度末编制完成。主要步骤是：首先预测计划年度内各月电力系统最大用电负荷；在此基础上，再计入预测的厂用电力、线损和运行备用容量，得出电力系统最大需求电力；然后根据计划年度发电设备投产计划排出各月电力系统最大可调出力。最大可调出力与最大需求电力之差为容许的检修容量。在不超过容许的检修容量前提下，根据各电力系统检修规程等有关规定和设备缺陷情况排出全年大小修计划进度表，并留出一定的临时检修容量。当电力系统容许检修的容量不足而又必须检修时，则要做好限制一部分用电负荷的安排或组织与大容量用户用电设备统一检修。

（2）输变电设备检修计划进度表。应根据检修规程等有关规定进行编制，排出全年各月主要输变电设备的检修计划进度。

（3）编制季、月检修计划进度表。它们是完成年度检修计划进度的具体保证，同时根据电力系统当时的实际情况对年度检修计划进度做必要的调整，使检修安排更符合实际情况。季、月检修计划进度表一般在当季和当月之前编制完成并下达有关单位。

检修的申请与批答　检修设备的开工日期虽然已在检修计划进度表中排定，但在开工前的一日至数日内还必须由所在单位向调度部门正式办理申请手续。当申请得到批准后，在开工前若干小时内还要经电力系统值班调度员进行必要的倒闸操作并正式下达施工命令。这些程序完成后，才能开工检修。申请与批答手续是保障电力系统安全稳定运行所必需的管理制度。特殊情况下的临时性检修和事故抢修，检修单位可随时向值班调度员提出申请。

设备检修报竣工制度　设备检修完工之后，必须由所在单位向电力系统值班调度员正式报竣工，并经调度员进行必要的倒闸操作之后将设备恢复到运行（或备用）状态。没有得到调度员的批准，不能擅自将设备转为备用状态，更不能自行投入运行。

dianli xitong sheji

电力系统设计

(electric power system planning)

见电力系统中期发展规划。

dianli xitong shishi jianshi

电力系统实时监视

(real-time monitoring of electric power system)　对电力系统运行信息进行数据采集、处理、显示、告警和打印，实现电力系统运行状态的在线监视。它是通过监控与数据采集（supervisory control and data acquisition，SCADA）系统和广域测量系统（wide area measurement system，WAMS）实现的。电力系统实时监视是调度自动化系统（见典型调度自动化系统）最重要和最基本的应用功能之一，其具体应用功能包含系统监视与记录、运行分析与评价、综合智能分析与告警、二次设备在线监视与分析等。

系统监视与记录　在监控与数据采集系统和广域测量系统基础上，对电网运行稳态和动态信息进行实时监视及记录。①电网稳态运行监视。实现基于各类稳态数据的系统监视功能，包括对线路潮流、一次设备电流、稳定断面潮流、

系统有功备用、低频低压减载和紧急拉路实际投入容量、电容电抗实际投入容量、故障跳闸情况、功率因数、特殊方式风险和重要用户风险等的监视，以及动态网络拓扑分析和着色等功能。②数据记录。包括事件顺序记录、事故追忆等功能。③责任区信息分流。包括调度责任区的设置和管理，根据责任区进行相应的信息分流处理和操作等功能。④电网运行动态监视与分析。用电网动态数据对电网运行动态行为进行实时监视与分析。动态数据包括同步相量测量装置（phasor measurement unit，PMU）测量的电压、电流、功率、频率以及发电机功角等。功能包括电网低频振荡的实时监测、分析与告警，扰动数据存储和离线扰动分析，扰动事件在线识别和告警。输电线路高清视频实时监控如图所示。



采用 WiMax 无线通信实现输电线路高清视频实时监控

运行分析与评价　利用智能电网调度技术支持系统中实时监控与预警类应用等各类应用的输出结果，对电网安全水平、电能质量、经济运行水平、计划执行情况及技术支持系统运行情况进行统计分析，为调度运行值班人员及时掌握电网和技术支持系统的运行情况及后续分析提供支持，实现对电网运行的动态化评估。分析和评价的内容包括：①电网安全水平。根据潮流运行指标、备用运行指标、设备运行指标、二次系统运行情况等信息对电网安全水平进行分析和评价。②电能质量。根据频率运行指标、电压运行指标对电能质量进行分析和评价。③经济运行水平。根据发电机经济运行指标、负荷运行指标、网损指标等对电网经济运行水平进行分析和评价。④电量计划执行情况。根据直调电厂发电计划完成率、联络线交换计划完成率等指标对电量计划执行情况进行分析和评价。⑤技术支持系统运行情况。根据电网实时网络分析功能运行指标、电网自动控制功能运行指标等对技术支持系统运行情况进行分析和评价。

综合智能分析与告警　汇集和综合处理各类告警信息，并进行智能分析推理，对告警信息进行分类管理和综合/压缩，按不同需求形成不同的告警显示方案，以形象直观的方式全面提供综合告警提示。①告警信息类别包括电力系统运行状态、二次设备运行状态、网络分析信息、在线安全稳定分析信息、气象水情信息等，每一个大的类别下面还可以根据告警信息具体情况细分成更多告警类型。②告警信息来源包括水电监视与调度、风电和光伏并网发电监测与调度、雷电监测等采集的告警信息；电力系统实时监视给出的稳态告警信息、动态告警信息、继电保护（见电力系统继电保护）和安全自动装置（见电力系统安全自动装置）动作信息和低频振荡在线监视告警信息；电力系统实时网络分析、电力系统在线动态安全分析与预警给出的告警信息等。③对告警信息进行统计和分析，对复杂故障进行智能推理，综合分析电网一次设备和二次设备的告警信息，包括断路器动作、继电保护和安全自动装置动作信息等，实现电力系统的在线故障诊断，以形象直观的方式展示分析结果，提供准确、及时、简练的告警提示。其实现要点包括告警信息规则库建立、单一事件推理、关联事件推理、故障智能推理等。④针对不同需求根据多种策略形成不同的告警显示，包括对告警分级定义、告警方式定制、告警多页面显示、信息过滤等功能的支持，并可在短时间内处理大量告警信息。

二次设备在线监视与分析　实现对二次设备运行信息、动作信息、录波信息、故障测距信息的分析处理，提供告警、分析、统计、查询等功能，为电网调度运行人员处理电网事故提供信息支持。这里的二次设备主要指继电保护装置、安全自动装置、故障录波器等。需要监视和处理的数据信息类型主要包括状态量信息、模拟量信息、事件信息、定值信息、软压板信息、故障录波数据、行波测距（见行波故障定位）数据等。

主要功能包括：①数据信息处理。主要包括实时数据信息的处理、信息过滤、二次设备建模等功能。②运行监视。根据对二次设备运行工况、动作信息、录波信息、测距信息等信息的处理，实现对二次设备运行状态的实时在线监视。主要功能包括装置运行工况监视、装置运行信息监视、装置动作信息监视、信息处理规则定义及在线故障分析的监视等。③定值查询与核对。对继电保护和安全自动装置的定值数据进行查询和核对。④远程控制。实现对继电保护装置的各类定值的远程控制，并提供必要的安全措施和操作记录。⑤统计分析。对继电保护装置、安全自动装置、故障录波器的运行信息和工况信息提供统计分析功能，包括对二次设备各种工况数据、各种与二次设备有关的通信状态数据的统计，以及对统计结果的查询支持。⑥智能分析。分析继电保护装置动作信息、分散录波数据和相应的定值、压板状态，以及故障录波器产生的集中录波数据、故障简报等，判断故障设备和故障性质，包括故障及动作行为分析、波形分析、故障测距、故障分析报告模板工具等。

dianli xitong shishi kongzhi

电力系统实时控制　(real-time control of electric power system)　通过调度自动化系统对发电机、断路器、隔离开关、变压器分接头、静止电容器组等远方电力设备进行开环或闭环的调整或操作。其目的是：①合理调配控制资源，实现电网有功、无功功率的实时平衡，保持电力系统运行中频率和中枢点母线电压合格。②发现电网运行状态越限并予以消除。③发现电网不安全运行状态并予以消除。④在电网遭受大扰动情况下实施稳定控制；⑤在电网因遭受大扰动发生解列运行后恢复供电。

电力系统实时控制包括作为基础的监控与数据采集（supervisory control and data acquisition，SCADA）系统中的控制和调节功能，作为核心的能量管理系统（energy

management system，EMS）应用功能中的控制和调节功能，以及电网安全稳定控制中的控制功能。

监控与数据采集系统中的控制和调节功能　为实现在调度控制中心（见电网调度控制中心）主站端远方控制现场设备，如开合开关、改变变压器分接头位置、设置发电机出力等，监控与数据采集系统的控制和调节功能可对电力系统设备进行直接控制调节，电力系统调度员也可通过画面进行人工控制调节。

（1）控制类型。①数字控制。控制输出的是一个0或1的状态。②脉冲控制。控制输出的是一个或一组脉冲。③设点控制。控制输出的是一个数值。

（2）控制过程及方式。调度人员可以在单线图上人工启动控制和调节，人工启动控制或调节的步骤如下：①选择控制点。②选择控制操作和输入参数。③发出控制命令。④返送校核后执行。同时也提供控制调节消息集，便于其他应用软件进行闭环控制。

（3）控制过程的显示及记录。当控制命令发出后，能自动对控制过程进行监视，当在预定的时间内没有执行信息返回或没有达到预定的控制状态和位置时，则给出错误信息，同时将每一步操作执行情况用提示信息显示，并将信息记录在日志数据库中。

（4）控制点的闭锁和互锁。当一个操作者选择一个控制点后，为了避免冲突，在控制过程结束或控制中断之前它处于闭锁状态，其他人不能对已选设备进行控制和操作。

（5）顺序控制。在定义顺序控制时必须考虑控制点之间的相互关系和互锁状态以及对非正常中断情况的处理。

EMS应用功能中的控制和调节功能　包括有功功率与频率自动控制、电力系统经济调度控制和无功功率与电压自动控制。中国的电网公司将调度中心运行职能与变电监控职能进行专业和业务整合，实施调度运行与设备运行的融合，实现对电网调度、变电监控一体化管理。

电力系统安全稳定控制中的控制功能　包括预防控制、校正控制、紧急控制、恢复控制。（见电力系统安全稳定控制）

dianli xitong shishi shuzi fangzhen zhuangzhi

电力系统实时数字仿真装置

(real-time digital power system simulator)　在数字计算机上采用数值计算的方法，以电磁暂态或机电暂态仿真为基础，实时仿真电力系统暂态行为的装置。用于电力系统事故分析，电网规划设计和运行分析，继电保护和安全自动装置的检验和试验研究，控制系统的试验研究，调度自动化、安全稳定控制、广域控制保护等运行及安全监控技术的研究试验，高压直流输电（high voltage direct current，HVDC）系统和灵活交流输电系统（flexible AC transmission system，FACTS）元件特性分析，系统过电压分析，培训和教学等。

原理　在数字计算机上运行数字仿真程序，通过输入/输出接口和功率放大单元接入被测物理装置，将被测物理装置所需的电力系统状态信息输出到被测物理装置，同时采集被测物理装置的响应反馈回仿真装置中，实现闭环仿真。

构成　由仿真硬件、仿真软件、人机界面、输入/输出接口、功率放大单元等构成。

（1）仿真硬件。采用数字信号处理器（digital signal processing，DSP）、现场可编程门阵列（field programmable gate array，FPGA）等专用芯片和板卡，或通用的机群服务器（PC-cluster）或多CPU共享内存的工作站。

（2）仿真软件。核心为机电暂态仿真程序或电磁暂态仿真程序，也可以是机电-电磁暂态混合仿真程序，需要采用并行计算技术以提高计算速度，达到实时仿真的要求。

（3）人机界面。实现仿真数据的管理，仿真过程的监控等。

（4）输入/输出接口。实现数字仿真装置与被测物理装置的信号连接处理，包括数模转换（D/A）、模数转换（A/D）、信号整形及滤波等。

（5）功率放大单元。当被测物理装置的输入信号范围与数字仿真装置的输出信号范围不匹配时，将数字仿真装置输出的电气小信号放大为被测物理装置所需的电压、电流信号。

（6）其他辅助设备，如GPS、UPS等。GPS为网络时间服务器，提供对时服务；UPS主要为用户提供停电后的电源支撑。

功能和用途　能较精确地模拟电力系统中各元件的电磁特性和有关元件的机械及控制特性以及高压直流输电（HVDC）、灵活交流输电（FACTS）及其控制系统的电磁特性和动态过程，可用于交直流电力系统中多种现象的研究。与离线计算相比，其优势在于可为实际的保护和控制装置的检测及验证提供研究测试环境。

（1）电力系统事故分析。包括电网稳定破坏事故和振荡事故重现、原因分析和相应措施研究等。

（2）电网规划设计和运行分析。研究大电网的静态、动态和暂态稳定现象，发电机的失磁现象，次同步振荡现象，安全稳定措施的效果等。其结果用于电网规划设计和运行分析，如分析研究和校核中长期电力系统规划方案，分析和校核电力系统运行方式，安全稳定措施的研究和效果验证等。

（3）继电保护和安全自动装置的检测和试验研究。包括常规继电保护和安全自动装置的入网检测以及新型继电保护和安全自动装置的设计和试验验证等。

（4）控制装置的检验和试验研究。可将物理的高压直流输电（HVDC）和灵活交流输电（FACTS）控制装置接入仿真装置进行闭环试验，研究其控制策略与电网动态特性的相互作用，检验其控制效果。也可用于新型控制装置的设计和试验验证。

（5）运行及安全监控技术的研究试验。通过与监控与数据采集系统、能量管理系统、广域测量系统等系统的接口，来模拟实际运行的电力系统，对调度自动化、动态安全评估预警和辅助决策、大电网安全稳定控制、电力系统故障诊断、电力系统恢复控制、广域控制保护、自动发电控制、自动电压控制等运行及安全监控技术进行研究试验。

（6）HVDC和FACTS元件特性分析。包括FACTS等电力电子设备对系统的影响及其控制策略的研究，交直流系统相互影响的机理研究，多馈入直流换相失败和恢复的机理研究，FACTS、HVDC系统主电路设计和设备自身的控制策略设计等。

（7）系统过电压分析。包括短时过电压、操作过电压和

谐振过电压的研究，确定过电压的最大值、统计值和统计特性，确定设备的绝缘配合，选择过电压保护设备的参数和制定合理的运行方式。（见电力系统过电压）

（8）培训和教学。可作为对电力运行调度和技术人员进行正常操作和电网事故处理培训的工具，也可用于高等院校，作为教学工具以及课题研究和新产品开发的科研平台。

特点 优点是：①不受被研究系统规模和结构复杂性的限制，建模和修改非常方便，使用灵活；②可仿真的电力系统规模较大；③可扩展性强；④成本相对低廉。缺点是：①缺乏物理本质的真实性，仿真的准确度依赖于元件的数学模型及其精细程度，对新型元件的模拟有滞后性；②有些元件难以用数学模型来模拟，限制了实时数字仿真装置的使用范围；③存在因计算方法和数据可能引发的数值不稳定问题。



图1 电力系统实时数字仿真装置 RTDS

现状及发展 国际上电力系统实时数字仿真装置主要有加拿大的 RTDS（见图1）、HYPER-SIM 和 RT-LAB。国内主要有中国电力科学研究院的电力系统全数字实时仿真装置 ADPSS（见图2）。在新能源新设备的建模、实时数字仿真与直流物理仿真设备的功率连接、在线实时仿真等方面的技术正在发展中。实时数字仿真装置将随着计算机软硬件技术的进步而不断发展。



图2 电力系统实时数字仿真装置 ADPSS

dianli xitong shishi wangluo fenxi

电力系统实时网络分析 （real-time network analysis of electric power system） 能量管理系统中基于当前系统状态进行电网分析计算的应用功能。主要包括电力系统网络建模、电力系统实时网络拓扑分析、电力系统实时状态估计、电力系统调度员潮流、电力系统在线静态安全分析、电力系统在线最优潮流、电力系统在线动态安全分析和预警等功能。

参考书目

吴文传，张伯明，孙宏斌．电力系统调度自动化．北京：清华大学出版社，2011.

dianli xitong shishi wangluo tuopu fenxi

电力系统实时网络拓扑分析 （real-time network topological analysis of electric power system） 在电力系统网络建模确定的电网模型基础上，利用监控与数据采集（supervisory control and data acquisition，SCADA）系统实时采集的开关开合状态（遥信）信息，确定电力元件之间的连接关系的软件功能。它是采用图的联通性搜索方法完成的，是形成电网计算用的节点导纳矩阵的基础。实时网络拓扑分析也称实时结线分析，包括厂站的结线分析和系统的结线分析。

厂站的结线分析 确定厂站内电气元件的拓扑连接关系。在厂站内，把开关、刀闸等设备看作边，将其两端的电气连接点看作顶点，利用树搜索算法确定通过开关连通的子网络（岛），并定义成计算母线（通常用 BUS 表示）。最后，将厂站内发电机和负荷等并联元件通过电气连接点接入到相应的计算母线。

系统的结线分析 厂站的结线分析确定了厂站内的计算母线，这些母线通过厂站之间的输电线或者厂站内的变压器相互联接，组成了电力网络。系统的结线分析就是要确定由输电线和变压器连通的独立子网络（电气岛），同时确定哪些电气岛是有电源的（即电气岛内有至少一台发电机运行并向该子网络中的负荷供电），哪些电气岛是无源的。

系统的结线分析采用图的联通性搜索方法完成。将母线看作顶点，将输电线或变压器等支路看作边，用树搜索算法确定连通子网络（岛），每个连通子网络就是一个电气子系统。

由于实际运行中开关状态变化并不同时发生，开关变位通常是局部开关变位，可以利用变位前的网络拓扑，进行局部拓扑修正得到变位后的全网拓扑结果，避免重新从头启动网络拓扑程序。这样做可以大大加快计算速度。

网络拓扑分析程序在网络分析软件初始化时和在有开关变位信号时才运行。

参考书目

Abur A，Expósito A G．Power system state estimation：theory and implementation. New York：Marcel Dekker Press，2004.

dianli xitong shishi zhuangtai guji

电力系统实时状态估计 （real-time state estimation of electric power system） 给定电网网络拓扑结构和元件参数，利用实时遥测信息，计算出电力系统中母线电压（幅值和相角）估计值的软件功能。电力系统实时状态估计是能量管理系统（energy management system，EMS）的核心应用软件功能，是能量管理系统中电力系统实时网络分析应用软件的基础，其结果的准确性决定了后续应用软件分析计算结果的准确性。进行电力系统实时状态估计时，需要检测和辨识不良数据，排除它们对状态估计计算结果的影响。

发展历史 20世纪中期，国际上广泛采用监控与数据采集（supervisory control and data acquisition，SCADA）系统对电力系统的运行状态进行实时监控。当时的应用限于监控，并没有电力系统实时网络分析功能。1967年，美国的

T. E. 迪利亚科（Tomas E. DyLiacco）博士提出电力系统安全控制框架，奠定了电网调度控制中心能量管理系统体系结构的基础。1970 年，美国麻省理工学院（Massachusetts Institute of Technology，MIT）的 F. 斯威普（F. C. Schweppe）教授将控制理论中的估计辨识技术引入电力系统，提出了电力系统实时状态估计，为电力系统实时网络分析奠定了基础。1973 年，美国工程师 J. F. 道帕兹（J. F. Dopazo）首次将状态估计软件投入运行。经过 20 世纪 70 年代的发展，电力系统实时状态估计技术逐渐成熟。1980 年以后，它已成为能量管理系统中的一项主要技术。

基本概念　电力系统实时状态估计的基本概念有状态与量测、量测误差与不良数据、冗余量测与量测冗余度、电网可观测性。

（1）状态与量测。电力系统稳态运行状态用节点电压的幅值和相角（$U\angle\theta$）来描述，常规量测量一般包括节点注入有功功率、无功功率，线路和变压器的有功潮流、无功潮流和节点电压幅值等。量测量与状态量之间的关系用潮流方程（见潮流计算）描述。

（2）量测误差与不良数据。由于量测设备、转换器件、传送通道等各环节以及量测非同时、三相不对称等因素，实际量测量与物理量真值之间存在量测误差。量测误差具有随机特性，一般假定为 0 均值的正态分布，误差大小用标准差 σ 衡量。另外，因量测系统故障、操作、通道故障等对量测的很大干扰，可以引起很大误差，这种量测量称为不良数据。实用中，量测误差 $\nu<3\sigma$ 的量测称正常量测，$\nu>(6\sim7)\sigma$ 的称为不良数据，后者需要通过状态估计加以辨识并排除。

（3）冗余量测与量测冗余度。量测数 m 大于状态数 n 时，$(m-n)$ 个量测称为冗余量测，$\eta=m/n$ 为量测冗余度。通常情况下，量测冗余度 η 越大，状态估计的精度越高。

（4）电网可观测性。在已知电网网络拓扑的情况下，根据量测量的类型和位置，确定连通电网中哪部分电网的运行状态（$U\angle\theta$）是可以计算出来的，哪部分电网的运行状态计算不出来，运行状态可以计算的电网叫做可观测电网。通常采用与量测相关的支路组成的量测树，通过拓扑搜索算法对电网进行可观测分析。

基本算法　国内外广泛采用加权最小二乘（weighted least square，WLS）估计算法。

（1）量测方程

$$\boldsymbol{z}=\boldsymbol{h}(\boldsymbol{x})+\boldsymbol{v} \tag{1}$$

式中，$\boldsymbol{z}$ 为 m 维已知量测向量；$\boldsymbol{x}$ 为 n 维未知状态向量；$\boldsymbol{h}(\boldsymbol{x})$ 为 m 维非线性量测函数向量；$\boldsymbol{v}$ 为 m 维符合正态（0，$\boldsymbol{R}$）分布的量测误差向量，$\boldsymbol{R}$ 为 $m\times m$ 阶量测误差方差对角矩阵。

（2）目标函数

$$\min J(\boldsymbol{x})=[\boldsymbol{z}-\boldsymbol{h}(\boldsymbol{x})]^T\boldsymbol{R}^{-1}[\boldsymbol{z}-\boldsymbol{h}(\boldsymbol{x})] \tag{2}$$

这是对量测误差的加权最小二乘形成的目标函数。

（3）状态估计迭代方程

由优化条件 $\frac{\partial J(\boldsymbol{x})}{\partial \boldsymbol{x}}=0$ 可得迭代方程

$$\boldsymbol{x}_{k+1}=\boldsymbol{x}_k+[\boldsymbol{H}^T(\boldsymbol{x}_k)\boldsymbol{R}^{-1}\boldsymbol{H}(\boldsymbol{x}_k)]^{-1}\boldsymbol{H}^T(x_k)\boldsymbol{R}^{-1}\times[\boldsymbol{z}-\boldsymbol{h}(\boldsymbol{x}_k)] \tag{3}$$

以及

$$\lim_{k\to\infty}\boldsymbol{x}_k=\hat{\boldsymbol{x}}$$

式中 $\boldsymbol{H}=\frac{\partial \boldsymbol{h}(x)}{\partial \boldsymbol{x}^T}$ 为 $m\times n$ 阶量测雅可比矩阵，k 为迭代次数，$\hat{x}$ 为 n 维状态估计量。

不良数据的检测与辨识　不良数据的检测和辨识分两步：第一步是在状态估计之前，利用简单的规则进行初检测，排除明显不合理的量测；第二步是基于状态估计结果的估计后检测和辨识。不良数据与测量误差 $\boldsymbol{v}$ 中的大分量相对应，由于 $\boldsymbol{v}$ 未知，通常基于量测残差 $\boldsymbol{r}=\boldsymbol{z}-\boldsymbol{h}(\hat{\boldsymbol{x}})$ 各个分量的大小来检测和辨识不良数据。

近些年发展较快的抗差状态估计的模型和式（2）不同，在建立模型时就考虑了模型的抗差性，在模型的求解过程中可以自动排除不良数据对状态估计结果的影响。

参考书目

Abur A.，Expósito A. G.. Power System State Estimation: Theory and Implementation. New York: Marcel Dekker，2004.

吴文传，张伯明，孙宏斌．电力系统调度自动化．北京：清华大学出版社，2011.

dianli xitong shigu

电力系统事故　(system failure of power system)

引起电力系统不能保持正常供电或造成大面积停电的事故。这类事故主要有电力系统稳定破坏、电力系统振荡、电力系统频率崩溃、电力系统电压崩溃、电力系统瓦解等。（见电力系统连锁故障）

发生原因　①电力系统失去大容量电源。②线路输送功率超过安全稳定极限。③设备发生故障，继电保护装置误动或拒动。④断路器失灵或人员错误操作等而造成的事故扩大。⑤自然原因造成的同时多处故障等。2003 年“8·14”美加大面积停电事件发生前后卫星照片如图 1、图 2 所示。

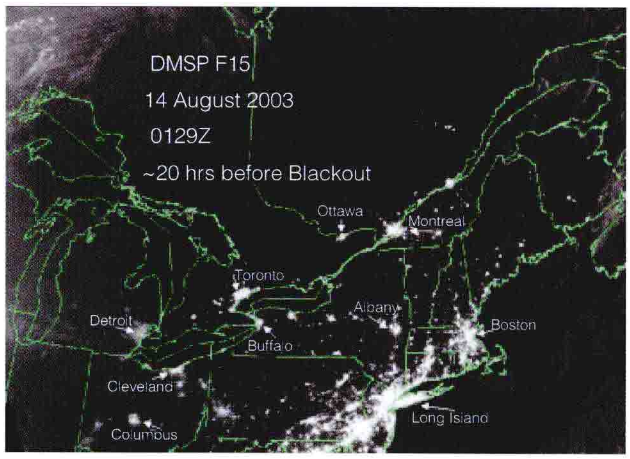


图 1　2003 年“8·14”美加大面积停电事件发生前卫星照片（丁道齐　提供）

预防措施　①应具有符合规定的有功功率与无功功率备用容量和必要的调节手段。②电力网结构要合理，加强受端系统，适当地扩散外接电源。③对输电网进行稳定校验计算，并采取必要的提高稳定性的措施；针对不同运行方式，规定各条线路的稳定极限，并在运行中严格掌握。④采用快

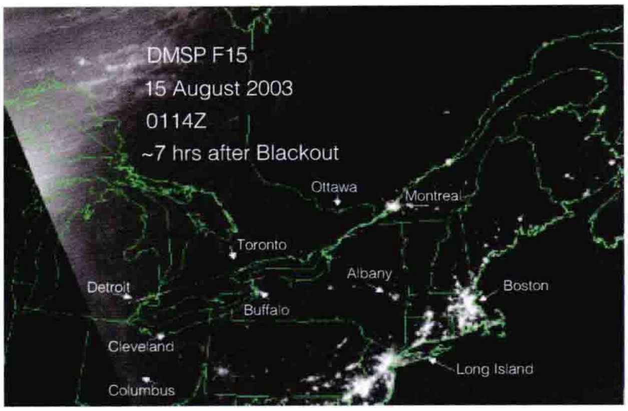


图 2　2003 年“8·14”美加大面积停电事件发生后卫星照片（丁道齐　提供）

速保护装置，合理选择自动重合闸方式及重合闸时间；装设必要的解列、控制过负荷等安全自动装置。⑤安装自动低频减负荷装置和自动低压减负荷装置。⑥设置在系统发生事故时仍能保证畅通的调度通信系统。⑦设置对电力系统进行安全监视和控制所需的调度自动化装置和相应的发电厂、变电站自动化装置。⑧采取防止误操作的必要措施和对调度员及发电厂、变电站运行人员进行提高操作水平和处理事故能力的培训。

dianli xitong shigu chuli

电力系统事故处理　(power system restoration management)　消除电力系统事故，调整电力系统运行方式和恢复供电的过程。电力系统值班调度员是处理系统事故的指挥者，对正确和迅速处理事故负有责任。值班调度员应针对不同的电力系统事故类型，明确系统事故处理原则和主要任务，快速令系统停电得到恢复。

电力系统事故分类　电力系统事故可按事故原因、事故设备、事故范围及事故时电网运行情况进行分类。

(1) 按事故原因分类，可分为因自然灾害（如 1976 年中国唐山地震引发电力系统事故）、外力破坏、设备缺陷、人为因素等引起的事故。

(2) 按事故设备分类，可分为电力设备（发电机、变压器、断路器、电容器、电抗器等）、输配电线路、母线、用电设备、热力系统事故等。

(3) 按事故范围可分为两类：一类是只使部分系统和客户受到影响，称为局部性事故；另一类是使电力系统解列成几个部分，大量用户受到影响，称为系统性事故。

(4) 按事故时电网运行情况分类，可分为频率及电压降低、发电厂与系统解列（如 2006 年华中电网与川渝电网解列事故）、全厂（站）停电、系统失步、振荡等事故。

系统事故处理原则和主要任务　事故处理要坚持保人身、保电网、保设备的原则。事故发生后，电网运行值班人员的主要任务是：①立即采取措施，解除对人身、电网和设备的威胁，保持无故障系统及设备的正常运行。尽快限制事故发展，解除设备过载（稳定极限），消除事故根源和隔离故障源。②阻止频率、电压继续恶化，防止频率和电压崩溃，尽快将电网频率、电压恢复正常。消除系统振荡，尽力保证网络的完整和紧密联系，使电网具备承受再次故障冲击能力。先保证电网解列后几个部分中容量最大或最重要部分的稳定运行，有必要时临时指定局部系统的调频厂。③尽可能保持或立即恢复发电厂的厂用电。④尽快对停电的客户特别是重要客户恢复供电。⑤装有自动装置而未动作者，应立即手动执行。⑥调整系统运行方式，使其恢复正常。

系统停电恢复　电力系统发生故障、系统部分负荷停电甚至处于解列状态乃至全网停电后，按照一定的步骤，遵循一定的原则，逐步恢复电力系统及其负荷供电的过程。为了尽快恢复对用户的供电，尽可能减少对设备的损害，需要确定电力系统恢复原则，编制停电恢复计划包括黑起动方案，并制定恢复控制策略。

系统恢复方式　有串行和并行两种基本方式。

(1) 串行方式是先恢复主网，再恢复小网。这种优先方式提供了更稳定的电源，它使重新起动的发电机组并网（或同步）及带负荷相对容易，但用户恢复供电过程较长。在系统发生部分停电事故或有联络线援助情况下可选择串行方式。

(2) 并行方式是将系统分成几个子系统同时恢复，各子系统恢复后再并网，恢复主网络运行。局部网络恢复后，发电机组可带部分负荷，用户停电时间短，在某子系统内的严重故障尚未清除前，不会影响整个系统的恢复。但初期主系统恢复存在不稳定问题，大规模带负荷比较困难。当系统完全瓦解或没有任何外部援助或在系统全黑的情况下，宜采用并行方式。一般情况下，并行恢复有利于缩短恢复时间。

系统恢复步骤　系统恢复分为以下四个步骤。

(1) 第一步：孤岛系统的稳定。系统破坏后一般会形成若干个孤岛，电力的恢复从孤岛的各自恢复以及使之保持稳定运行着手的。孤岛的稳定通常又包括如下步骤：①在孤岛中首先要建立起基本小系统（basic minimum power system），基本小系统由至少一个起动了的电厂以及一些输电线路和变电站构成，形成一个在其基础上可以不依靠外部帮助逐步将孤岛系统恢复起来的小型系统。对于一个全黑的系统，要依靠内部的黑起动电源建立起基本小系统。②通过交流线向核电站送电，向没有黑起动能力的电源送电。③恢复足够的负荷，使发电和负荷达到平衡，与此同时控制系统电压和频率在合理范围内。

(2) 第二步：对孤岛系统之间以及孤岛并入主网的条件进行分析、判断，在具备并网条件时恢复孤岛之间的互联或将孤岛并入主网。

(3) 第三步：对并网后的系统进行分析、评估，必要时要采取一定的控制措施，使并网后的系统能保持稳定，包括电压稳定、频率稳定、设备不过负荷等。

(4) 第四步：逐步恢复所有线路及负荷。

恢复过程遇到的问题及对策　恢复过程中遇到的问题主要有发电机自励磁和空载线路过电压问题、低频振荡问题、频率和电压的控制问题、初步恢复后系统稳定问题、指令和通信问题。相应的对策如下。

(1) 发电机自励磁和空载线路过电压问题。机组起动后对线路进行充电过程中，可能出现机组的自励磁和线路末端的高电压问题，这是由线路空载时充电功率导致。从安全角

度考虑，调度中心在系统恢复时应根据具体情况尽可能采取投低抗、切电容、双回线只充一回、充短线路、低电压等级线路等措施。

（2）低频振荡问题。恢复初期多为超高压远距离送电，系统缺乏足够的阻尼，容易发生低频振荡。这可通过电力系统稳定器（power system stabilizer，PSS）感受发电机转速或电磁功率的变化，适当调整励磁系统励磁电流，改变发电机端电压，从而达到阻尼功率振荡的目的，提高电力系统动态品质。当自动电压调节器（automatic voltage regulator，AVR）退出时系统仍然振荡，一般是由于网架结构不合理引起的。因此，合理调整潮流分布及将机组的 PSS 全部加入可有效抑制和消除振荡。同时在起动电源和被起动机组并列运行的子系统中，要注意协调机组间的调节特性。如果机组调节特性差别较大，可以采用手动调节和自动调节结合使用，以避免子系统发生低频振荡。

（3）频率和电压控制问题。系统恢复过程中，保持电压和频率稳定至关重要，每一步操作都应监测系统频率和重要节点电压水平，否则极易导致系统恢复的失败。频率与系统出力和负荷有关，控制频率涉及负荷恢复速度以及机组调速器响应和二次调频。负荷的恢复必须考虑起动功率和系统负荷之间的分配。为了保证系统稳定和恢复速度，需要使非自起动机组获得尽可能多的起动功率，同时又必须恢复系统负荷以保证功率平衡。一般首先恢复小的直配负荷，而后逐步带较大的直配负荷和电网负荷，其中应优先恢复部分重要负荷。负荷恢复的速度也必须要考虑，负荷的少量恢复将延长恢复时间，过快增长则有使频率下降的危险。电压控制与无功有关。黑起动恢复的初期和中期必须要投入空载或轻载长线路，由于存在分布电容，势必产生大量容性无功，可能造成发电机自励磁或电压升高失控，引起自励磁过电压限制器的动作，因此要求自起动机组具有吸收无功的能力。而在恢复的中、后期，由于负荷恢复较多，某些变电站的电压可能会偏低，需要及时调整分接头。保持系统电压稳定可采取的适当措施，如：双回线只投一回线路，发电机运行于低电压水平，调整变压器分接头，切除静止补偿器，并列电抗器，增带具有滞后功率因数的负荷。

（4）初步恢复后系统稳定问题。初步恢复后的系统，网架还比较薄弱，整个系统容量较小，因此系统受扰动时的稳定情况必须予以重视。

（5）指令和通信问题。当系统遭到破坏后，许多遥测、遥控的直流电源供电能力不过几小时，停电时间过长，影响远动设备及综合自动化系统遥测数据及遥控能力，甚至有可能传送错误信息，使调度运行人员无法进行正确的判断。在恢复系统的最初阶段，应当在恢复系统处理规程中详尽规定操作顺序，使现场值班人员可以独立地对厂内设备进行操作，而不要求必须通过调度中心进行协调，以减轻调度中心的压力，同时也减少事故处理过程中可能发生的因通道或信息系统失灵带来的困难，以加速系统的恢复。并要确保电话的畅通，使上级调度的命令及时下达和执行。

恢复计划　恢复计划通常只是提出一些技术原则，主要涉及如下方面：①通信保障；②为使孤岛稳定应采取的措施；③在孤岛并网前对系统运行状态的评估；④孤岛并网；⑤联网后系统的保持；⑥人员培训。

参考书目

万千云，赵智勇，万英．电力系统运行技术．北京：中国电力出版社，2007.

国家电力调度通信中心．美国电力市场与调度运行．北京：中国电力出版社，2002.

dianli xitong shigu jinji xiandian

电力系统事故紧急限电　（load curtailment of electric power system in emergency）　为防止电力系统事故扩大和电力设备因过负荷而损坏，手动切除部分用电负荷的操作。事故紧急限电须符合规定的条件并按事先排定的顺序进行。

事故紧急限电条件　当电力系统出现下列情况时，须采取事故紧急限电：①当电力系统失掉大电源造成电力供需失去平衡，系统频率和电压急剧下降，自动低频减负荷装置和自动低压减负荷装置虽已动作但不能使频率和电压恢复到正常范围时，必须手动切除一部分用电负荷，以防止电力系统崩溃。②电力系统频率或电压降低，即将构成系统事故时。中国规定“装机容量 3000MW 以上的电网，频率偏差超出 50Hz±0.2Hz，且延续时间 30min 以上；或者频率偏差超出 50Hz±0.5Hz，且延续时间 15min 以上。装机容量不满 3000MW 的电网，频率偏差超出 50Hz±0.5Hz，且延续时间 30min 以上；或者频率偏差超出 50Hz±1Hz，且延续时间 15min 以上。电压监视控制点电压偏差超出电力调度规定的电压曲线值±5%，且延续时间超过 2h；或者电压偏差超出电力调度规定的电压曲线值±10%，且延续时间超过 1h”均构成系统事故。当值班调度员使用完其他措施仍不能使频率或电压恢复到规定偏差范围内时，为避免构成系统事故，值班调度员必须向下一级调度部门的值班调度员发布事故紧急限电命令（或直接使用遥控设备），切除部分用电负荷，使频率或电压迅速恢复到正常偏差范围内。③发电机、同步调相机、变压器、输电线路等电气设备过负荷达到最大允许值而又无法调整时。④系统稳定破坏，失去同步运行的受电系统频率很低，为迅速恢复同步运行，必须在受电系统手动切除部分负荷。当具有自动切除负荷装置时，仍要事先规定手动切除负荷的顺序表，作为自动装置失灵时的措施。

事故紧急限电序位　由电力系统各级调度部门与有关用电管理部门根据用户用电的重要性和停电后的影响编制事故紧急限电序位，经上级主管部门批准并报地方政府有关部门备案。

事故紧急限电命令　电力系统值班调度员发布的事故紧急限电命令有两种方式：①由值班调度员直接下令给有关发电厂和变电站的值班人员执行，或直接使用遥控设备操作现场的断路器。②由值班调度员下令给下一级调度机构的值班调度员执行。

在电力系统事故中，如发电机突然大量过负荷而又来不及等待调度员的命令时，发电厂值长可依据规定按预定的事故紧急限电序位自行切除发电厂直接供电的负荷，然后立即报告值班调度员。

dianli xitong shumo hunhe fangzhen zhuangzhi

电力系统数模混合仿真装置　（power system digital-analog hybrid simulator）　用数字仿真模型模拟一部分电力系统，用物理仿真模型模拟另一部分电力系统，用相

应的软硬件接口实现联合仿真的电力系统仿真装置。电力系统数模混合仿真装置（见图 1）能较精确地模拟交/直流电力系统的运行特性和动态过程。主要用于复杂交直流输电系统运行特性仿真、多直流落点地区交直流系统相互影响研究、各种新型电力电子设备接入电网及其控制特性仿真研究以及控制保护装置的实时验证。



图 1 电力系统数模混合仿真装置

（中国电力科学研究院 提供）

类型与原理 可分为单向功率传输接口数模混合仿真装置和双向功率传输接口数模混合仿真装置两类。

单向功率传输接口数模混合仿真装置原理 发电机、动态负荷和感应电动机等旋转元件采用数字模型进行仿真，其他电力系统元件采用物理器件进行模拟，数字仿真与物理仿真连接的传输功率为单方向，即功率仅从数字模型传输到物理模型。通过数/模（D/A）转换卡输出数字侧信号，经功率放大器将数字信号放大为能够与物理仿真模型匹配的信号，通过电压、电流传感器和模/数（A/D）转换将物理仿真模型的状态反馈给数字仿真模型。图 2 为接口原理示意图。图中 I 表示电流传感器，U 表示电压传感器。

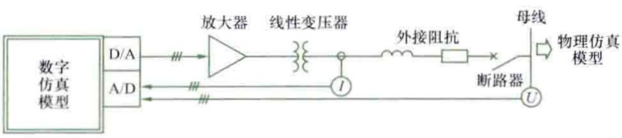


图 2 单向功率传输接口数模混合仿真示意图

注：本图为三相示意图

双向功率传输接口数模混合仿真装置原理 用数字模型模拟大部分电力系统，仅用物理模型模拟需要详细仿真的部分，例如高压直流输电（high voltage direct current，HVDC）系统、灵活交流输电系统等，数字仿真与物理仿真连接的传输功率为双方向，即功率可从数字模型传输到物理模型，也可从物理模型传输到数字模型。

与单向功率传输接口相比，增加了对解耦元件的模拟。解耦元件将电力系统分割为数字和物理的两个可同步独立运行的子系统，两个子系统之间通过接口电路交换功率。用作解耦的电力系统元件有很多，包括母线、变压器、输电线路等。每一种解耦元件都有其对应的接口算法，以实现网络的分割。接口等值电路的具体形式因解耦元件或接口算法的不同有较大差异。分布参数线路的贝杰龙等值模型是数模混合解耦元件较为合适的选择，它将分布参数线路的波过程转化为仅含电阻和电流源的集中参数电路，可以利用输电线路的行波延时来精确补偿接口的软硬件延时。

构成 由数字仿真模型、物理仿真模型和数模混合接口三部分构成。

数字仿真模型 一般以超级并行计算机为运行平台，采用电磁暂态仿真方法。为了实现与物理模型的联合仿真，数字模型的动态应与实际系统中的动态以相同的速度进行，即实现实时仿真（见电力系统实时数字仿真装置）。

物理仿真模型 由输电线路、变压器、断路器、HVDC 等元件的模拟设备组成。模型的运行电压、电流一般比电力系统动态模拟低，由所模拟的电网组成、仿真规模和物理器件特性共同决定，通常取为 100V、200mA。

（1）交流输电线路模型。模拟方法与电力系统动态模拟相同。

（2）变压器模型。根据实际系统元件按比例缩小，采用铁淦氧材料的铁芯，拥有多种类型以满足不同需求。通常每相变压器模型均由一个饱和变压器部分与一个线性变压器部分串联构成，用电感元件模拟变压器漏抗，并将电感元件与线性变压器一次侧并联，用于调节变压器饱和后励磁特性的斜率。

（3）交流断路器模型。由 1 个水银继电器和 2 个反向并联的小功率晶闸管并联构成，可单相操作，也可组合成三相同时操作。可用于实际电力系统中的断路器模拟，也可用于系统扰动的模拟。断路器模型在进行合闸操作时，水银继电器先合，以模拟实际断路器合闸后的零电压降；分闸操作过程中，水银继电器先跳开，晶闸管后断开，用来模拟实际断路器电流过零断开的性能。

（4）HVDC 模型。由换流变压器模型、换流器模型、直流线路模型、交/直流滤波器模型、直流断路器模型等，根据实际工程主回路接线方式组合构成，并与控制保护装置连接，构成完整的 HVDC 模型。换流变压器模型由线性变压器、饱和变压器及电抗器等元件组成，可准确模拟有载调压分接头变化和实际变压器的饱和特性。换流器模型由三相桥式电路组成的基本换流单元串联构成。基本换流单元的阀臂一般由大功率场效应三极管为开关器件的电子回路构成。对于电压源型换流器，还需配备能够产生上千赫兹脉冲的脉宽调制模型板卡。直流线路模型与交流线路模型类似，由串联电阻、串联电感、线间并联电容器及线对地电容器组成的 T 型或 Π 型单元组成。交/直流滤波器模型由电阻、电感及电抗器按需要连接而成。直流断路器模型与交流断路器模型类似，增加了电阻电感回路，促使电流产生过零点。控制保护装置，与实际工程基本相同。

数模混合接口装置 接口硬件一般包括 D/A 卡、功率放大器、变压器、A/D 卡、电压电流传感器以及相应的缓冲板等，对于双向功率传输接口，还需要电阻、电容等元件组成接口电路，模拟解耦元件的特性。

现状和发展趋势 20 世纪末到 21 世纪初期，数模混合仿真的功率传输方向以单向（从数字模型到物理模型）为主，双向功率传输数模混合仿真技术的实现大幅度增大了电力系统的仿真规模，提高了建模效率，同时保证了仿真精度。用数字模型仿真大部分交流系统和一部分直流输电系统，用物理模型仿真需要深入研究物理响应特性的交/直流输电系统，可以满足大规模交/直流混合互联电力系统试验研究的要求。未来数模混合仿真技术将不断发展，以满足新能源发电、灵活交流输电/新型直流输电、智能电网等新装备新技术在电力系统中广泛应用对仿真试验的需求。

参考书目

汤涌，印永华．电力系统多尺度仿真与试验技术．北京：中国电力出版社，2013.

dianli xitong shuxue moxing

电力系统数学模型 (mathematical model of power system) 对电力系统特性和行为的数学描述。电力系统由同步发电机及其励磁系统、原动机、调速器、变压器、输电线路、负荷等元件组成。电力系统的数学模型就由这些元件的数学模型（见同步电机数学模型、励磁系统数学模型、原动机和调速系统数学模型、负荷数学模型等）组成。在进行电力系统各种稳态和机电暂态过程的计算分析中，常将输电线路和变压器等组成的电力网作为整体考虑，由电力网元件等效电路连接组成电力网等效电路，在数学上可用线性方程组描述，节点导纳矩阵和节点阻抗矩阵为线性方程组的系数矩阵。

根据研究问题的特点，电力系统及其各种元件都可选择繁简不一的数学模型。例如研究系统的动态特性时，针对不同的扰动种类、侧重的研究时段（短期、中期或长期）和振荡频率（高频振荡或低频振荡），应选用不同的数学模型：大扰动时应采用非线性微分方程式，小扰动时可采用线性微分方程式；不计网络暂态时，网络方程可写成代数方程，计及网络暂态时，网络方程要写成微分方程；考虑波过程时，网络模型应是分布参数的，不考虑波过程时，网络模型可以是集中参数的。电力系统数学模型的一般形式可以写为

$$\left.\begin{aligned} \boldsymbol{X} &= f(\boldsymbol{X},\boldsymbol{Y}) \\ \boldsymbol{Y} &= g(\boldsymbol{X},\boldsymbol{Y}) \end{aligned}\right\} \tag{1}$$

式中 $\boldsymbol{X}$ 为状态变量；$\boldsymbol{Y}$ 为运行变量。在研究电力系统控制问题时，也可将模型写为

$$\left.\begin{aligned} \boldsymbol{X} &= f(\boldsymbol{X},\boldsymbol{U}) \\ \boldsymbol{Y} &= g(\boldsymbol{X}) \end{aligned}\right\} \tag{2}$$

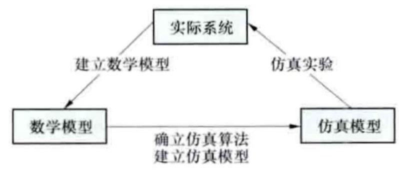
式中 $\boldsymbol{X}$ 为状态变量；$\boldsymbol{Y}$ 为输出变量；$\boldsymbol{U}$ 为控制变量。

dianli xitong shuzi fangzhen

电力系统数字仿真 (digital simulation of power system) 为电力系统的物理过程建立数学模型，利用计算机数字求解方法进行的计算和实验研究。电力系统数字仿真包括潮流计算、网损分析、优化潮流计算、静态安全分析、谐波潮流计算等各种稳态计算，小干扰稳定计算（见静态稳定计算）、电压稳定计算等各种动态计算，以及电磁暂态仿真、机电暂态仿真（见暂态稳定计算）、中长期动态仿真（见长过程稳定计算）等各种动态和暂态过程的时域仿真计算；有些情况下仅指稳态、动态和暂态过程的时域仿真计算，此为狭义的数字仿真。

数字仿真分类 按照仿真目的，可以分为以分析研究为目的的研究用系统仿真和以培训运行人员为目的的培训系统仿真；根据数据来源，可分为离线仿真和在线仿真；根据考察的动态过程，可分为电磁暂态仿真、机电暂态仿真、中长期动态仿真；按模型中物理量与实际系统的物理量间时间尺度的关系，可分为实时仿真和非实时仿真。如果模型与实际系统中的时间比例系数为 1，即模型中的过程与实际系统中的过程以相同的速度进行，这种仿真是实时仿真；如果这一比例系数不等于 1 则是非实时仿真。随着数字仿真技术的发展，现在对大规模电力系统已能实现仿真时间比实际系统过程短的超实时仿真。

数字仿真步骤 数字仿真有三个基本步骤：①建立数学模型；②确定仿真算法和建立仿真模型；③仿真实验。其间关系见图。



数字仿真的基本步骤

建立数学模型 对实际系统的数学描述。根据被仿真系统的特点，所建立的数学模型可以是线性或非线性、定常或时变、连续或离散、集中参数或分布参数、确定性的或随机性的等，建立数学模型时往往根据研究问题的特点忽略一些次要的因素，因而模型常常是简化的模型（见电力系统数学模型）。

确定仿真算法和建立仿真模型 将实际系统的数学模型进行变换形成适用于某种仿真算法的离散模型。由于数字计算机是一种处理离散量的计算工具，因此必须将数学模型变换为离散化的仿真模型，并写成程序才能在计算机上求解。对同一数学模型采用不同的仿真算法可以得到不同的仿真模型。各种仿真算法的数值稳定性、精度、计算工作量和对刚性方程的适应性都不同，因而要根据系统和求解的物理问题的特点选择适当的算法。计算步长对求解结果的精度及数值稳定性都有影响，因而还要选择适当的步长。

仿真实验 在计算机上运行仿真模型。

数字仿真（时域仿真）算法 电力系统数字仿真的实质是联立求解微分方程组和代数方程组，以获得物理量的时域解。微分方程组的求解方法主要有隐式梯形积分法、改进欧拉法、龙格-库塔法，以及适合刚性系统的变阶变步长计算方法，如吉尔（Gear）法等，其中隐式梯形积分法数值稳定性好，应用较为广泛。代数方程组的求解方法主要有适用于求解线性代数方程组的高斯消元法、三角分解法和适于求解非线性代数方程组的牛顿法。按照微分方程和代数方程的求解顺序可分为交替解法和联立解法。

交替解法 微分方程组与代数方程组交替求解的方法，又称为分割法，从微分方程组求解状态量 X 时把运行量 Y 作为已知量，从代数方程组求解 Y 时又把 X 作为已知量，这样反复交替解微分方程组和代数方程组可得到 X、Y 的时域解。交替解法的优点是编程较易、计算速度快；缺点是存在微分方程组和代数方程组间的交接误差，精度较差，可能造成较大的累计误差，数值稳定性也较差。

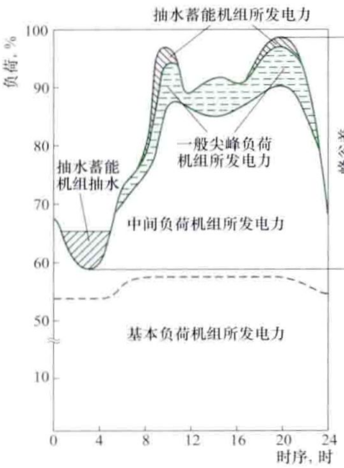
联立解法 根据数值积分算法将微分方程化为差分代数方程，与其他代数方程联立求解。其优点是没有交接误差、精度高、数值稳定性好；缺点是编程较复杂、计算速度较慢。常用牛顿法求解联立的非线性代数方程。

数字仿真应用 数字仿真应用范围非常广泛。如离线应用，主要用于运行方式分析研究和模拟试验等，其中非实时仿真用于运行方式分析、事故分析、方案比较，制订运行计划和发展规划等；实时仿真用于继电保护和自动控制装置试验、灵活交流输电和直流输电系统控制装置试验等。在线应

用，引入调度自动化系统和广域测量系统的在线数据进行运行方式分析、安全评估（见电力系统在线安全分析）等。此外，还可用于培训模拟，如调度员培训模拟（见电力系统调度员培训仿真系统）、电厂运行人员培训模拟等，仿真速度可快可慢；也可用于电力系统专业的教学和培训以及相关科研工作。

dianli xitong tiaofeng

电力系统调峰 (peak load regulating of electric power system)　为满足电力系统日尖峰负荷需要，对发电机组出力所进行的调整。尖峰负荷是由于一日 24h 内用电需求不均匀而形成的。一般一昼夜之内，在上午和照明时间，出现两次尖峰负荷，深夜则为用电最少的低谷负荷（仅为尖峰负荷的 50%～70%）时间。尖峰负荷持续时间相对较短。



电力系统调峰示意图

尖峰负荷与低谷负荷的差值很大，因此要求有些发电机组在低谷负荷时停机，而在尖峰负荷到来之前迅速起动并增长出力，尖峰过后即降低出力和停机（见图）。这些机组称为尖峰负荷机组或调峰机组。它们具有起动时间短、出力变化快和可以频繁起停的性能。

必须在电力系统发展规划中列入调峰措施，决定选用机组类别，根据系统运行需要对其建成进度妥善安排（见电力系统中期发展规划）。具体措施有：①采用水电机组调峰。②采用抽水蓄能机组调峰，低谷负荷时抽水，尖峰负荷时发电。此措施具有显著的调峰效益。③采用专门调峰的火电机组。④对已装常规火电机组进行改进，使之降低最低允许出力或能每日开停而实行两班制运行等，以减轻尖峰负荷和低谷负荷差值大所引起的调峰困难。

dianli xitong tiaofeng sheji

电力系统调峰设计 (planning of peak load regulating of electric power system)　为了满足电力系统日负荷变化和风电等可再生能源间歇性发电的需要，保证电力系统安全经济运行所进行的调峰容量安排和设备配置。调峰设计是电源发展规划的一个组成部分，其内容包括系统调峰需求量、调峰电源及容量、需求平衡及调峰方案选择。

系统调峰需求量　包括日负荷峰谷差调峰需求量和可再生能源发电的调峰需求两部分。日负荷峰谷差调峰需求量是按 $(1-\beta)$ P_m 计算，式中 β 为最小负荷率；P_m 为电力系统最大日负荷。可再生能源发电调峰需求量，在不考虑可再生能源发电保证出力的情况下，一般是由可再生能源发电的有效容量来确定的。例如，计算风电的调峰需求时，风电的有效容量是由负荷低谷时段风电出力的累积概率来确定的，一般可取 95%～99% 累积概率范围，低值适用于大型风电基地或风电场群，高值适用于一般大型风电场。

计算中要考虑不同年份、不同季节和不同时间的影响，从中选取最大值作为系统调峰需求量。对联络线较薄弱的地区，还应分地区计算，分地区进行平衡。

调峰电源及容量　可供电力系统调峰的电源有：①水电可调机组；②抽水蓄能机组；③汽轮发电机组；④燃气轮机组；⑤其他型式调峰电源。

（1）水电可调机组调峰。其调峰容量是根据水电厂的可调节保证电量进行计算。由于水电有许多优点，因此，在有水电的电力系统中，具备条件时，应首先利用水电机组调峰。

（2）抽水蓄能机组调峰。其调峰容量一般为 2 倍的装机容量。抽水蓄能机组调峰优点是起停快，运行灵活，调峰效果显著等；缺点是投资较大，能效在 75% 左右，厂址选择受一定的地理条件限制。鉴于抽水蓄能电厂一般都尽量靠近负荷中心建设，可以对电力系统的急剧变化做出快速有效的反应，具备事故备用、调频、调相、快速负荷调整及黑启动等良好的动态效益。因此，建设抽水蓄能电站已经成为有条件的大型电力系统解决调峰困难问题的主要手段。北京十三陵抽水蓄能电站如图所示。



北京十三陵抽水蓄能电站
（装机 4×20 万 kW）（国家电网公司华北分部　提供）

（3）汽轮发电机组调峰。其调峰容量是该机组的运行出力容量与其最小技术出力容量之差。常规燃煤汽轮发电机组一般均按具备调峰运行能力设计，国内外超临界燃煤火电机组的调峰深度可达 50% 以上，出力调整速率为每分钟 3%～5%。供热机组在热电联产时“以热定电”，担任基荷运行，供热期一般不参与系统调峰。按照节能发电调度排序，同类型汽轮发电机组按照能耗由低到高排列，节能优先；能耗水平相同时，按照污染物水平由低到高排列。这样，高效率的大容量火电机组负荷率有所提高，并承担部分调峰任务；而排在后面的效率相对较低的火电机组将承担更多的调峰负荷，部分机组甚至只能作为系统的备用电源。

（4）燃气轮机组调峰。其调峰容量就是机组的额定容量。它的优点是起停迅速，运行灵活，厂用电率低，对环境污染小；缺点是要燃气或燃油，发电成本高，机组维护工作量大，另外油电机组污染较大，属于退役和改造类电源。由

于燃气轮机组一般单机容量小，调峰后设备损坏率高，因此在大电力系统中不能作为主要调峰电源。近年来受气源不足，气价高涨的影响，燃气轮机一般排在节能调度发电序位的最后。

(5) 其他型式调峰电源调峰。近年来先后出现了各种以新型储能技术为依托的调峰电源。主要有：①电池储能调峰。技术发展较快的主要有钠硫电池（NaS）、液流电池和锂（Li）系电池。②采用压缩空气蓄能电站调峰。③采用热水蓄电能电站调峰等。

需求平衡及调峰方案选择　首先，对调峰容量作供需平衡，即调峰需求量减去电源的调峰容量，其差值就是系统调峰容量不足的部分。要按不同年份、不同季节分别进行计算。其次，要研究节能发电调度和以系统运行总成本最低为目标的系统最优调峰方案，明确电网中的调峰电厂及其担任调峰的能力。

一般可供选择的调峰方案有：①新建水电厂；②合理扩大现有水电厂的装机容量；③新建抽水蓄能电厂；④提高现有火电机组调峰能力；⑤设置专门火电调峰机组，如燃气轮机组、联合循环机组、火电调峰机组；⑥与调峰能力有余的电力系统联网；⑦在水电比重大的电力系统中，利用丰水期弃水调峰；⑧在风电比重大的电力系统中，低谷负荷时段风电参与调峰；⑨依托储能技术的新型调峰电源调峰。另外，通过负荷需求侧管理，减少负荷峰谷差，也能减少对调峰电源的需求。

在论证分析中，应优先安排调节性能好的水电厂担任系统调峰。研究扩大水电装机容量及预留再扩建的可能性。对距离负荷中心较远的水电厂，应分析其承担调峰任务的经济性。应研究在水电厂之间调峰容量分配的合理性。同时要考虑因调峰要求而使电力网结构加强的经济性，并要作到充分利用已有水电装机。对水电调峰方案，尤其是抽水蓄能电站调峰，除考虑容量效益和节能效益外，还应充分计及其动态效益。

见电力系统调峰。

dianli xitong tiaoya

电力系统调压

(voltage regulation of electric power system)　为使电力系统中各电压中枢点运行电压保持在规定允许范围之内所采取的技术措施。在电力系统设计中，一般选择可以反映系统电压水平的发电厂、变电站作为电压中枢点，只要这些点的电压质量符合要求，则其他各点的电压质量也能基本满足要求。

电力系统调压是在电力系统无功功率基本平衡（见电力系统无功功率平衡）并留有适当余地及配置合理的基础上进行的，否则，应首先进行无功功率补偿工作。

发电厂和变电站的母线电压允许偏差值　电力系统中各级电压偏差值应不超过允许范围。中国执行的电力行业标准中规定：对于 1000、750、500、330kV 母线，正常运行方式时，最高运行电压不得超过 1100、800、550、363kV，最低运行电压不应影响电力系统同步稳定、发电厂厂用电的正常使用及下一级电压的调节。对于发电厂和 500kV 变电站的 220kV 母线，正常运行方式时，电压允许偏差为系统额定电压的 0～+10%，事故运行方式时为系统额定电压的 −5%～+10%。对于发电厂和 220（330）kV 变电站的 110～35kV 母线，正常运行方式时为相应系统额定电压的 −3%～+7%，事故后为额定电压的±10%。对于发电厂和变电站的 10（6）kV 母线，应使所带线路的全部高压用户和经配电变压器供电的低压用户的电压，符合用户受电端的电压允许偏差值。（见电压质量）

调压方式　整个电力系统或部分电力系统的电压和无功功率的调整方式。它可分为分散调整和集中调整两种：①分散调整。系统中各中枢点电压由各有关发电厂或变电站各自加以控制和调整，使之不超出给定的电压曲线范围。②集中调整。系统内中枢点电压，由一个发电厂或变电站作为中心进行调整和控制，以保证系统各中枢点电压在允许范围之内。

按调压原则，可将调压方式分为逆调压、恒调压和顺调压三种。

(1) 逆调压。高峰负荷时升高中枢点电压、低谷负荷时降低中枢点电压的电压调节方式。它通常用于供电线路较长、负荷变动较大的情况。

(2) 恒调压。在任何负荷下都保持中枢点电压为基本不变数值的调压方式。它通常适用于负荷变动小、线路上电压损耗小的情况。

(3) 顺调压。高峰负荷时允许中枢点电压略低而低负荷时却略高的调压方式，它适用于允许电压偏移较大的配电网，如农村配电网。

主要调压措施　通常有发电机增减无功功率调压，用无功功率补偿设备调压，利用串联电容补偿调压，改变并联运行的线路回路数或变压器台数调压，改变主变压器变比或调整有载调压变压器分接头调压，装设加压调压变压器调压等。

(1) 发电机增减无功功率调压。通过调整发电机（包括抽水蓄能电站、枢纽变电站内调相机）励磁，来调整发电机发出的无功功率进行调压。但有时受厂用电、直配负荷和其他因素的影响，电压调节范围会受到限制，而且大电力系统单靠调整发电机励磁是不够的。

(2) 用无功功率补偿设备调压。分组投切的（包括晶闸管控制的）电容器和电抗器、静止无功补偿装置等都能进行调压，其中静止无功补偿装置具有响应速度快、可以迅速调整电压的优点，但价格较高。（见电力系统无功功率补偿）

(3) 利用串联电容补偿调压。串联电容补偿调压一般适用于功率因数较低或 110kV 以下的送电线路。220kV 以上送电线路安装的串联补偿设备主要目的是提高线路送电能力，无功功率的补偿作用也较为明显。

(4) 改变并联运行的线路或变压器台数调压。改变 220kV 以上送电线路回路数、改变并联运行的变压器台数及并列运行的电缆数等措施，能够改变线路充电功率大小及无功损耗，起到调压作用。

(5) 改变主变压器变比或调整有载调压变压器（见图）分接头调压。前者只能在停电情况下改变分接头，而后者可以在带负荷情况下手动或电动操作改变有载调压变压器的分接头。无励磁调压型的主变压器一般有 3 个或 5 个抽头，其可调范围为±5%或±2×2.5%。而有载调压变压器的调压范围较大，为 20%，每级抽头的调压范围根据实际情况而



有载调压变压器

定。在110kV及以下供电网，一般多采用有载调压变压器。

（6）装设加压调压变压器调压。在主变压器的引出线上串接加压调压设备，这种加压调压变压器包括只改变电压大小而不改变相角的纵向调压变压器、只改变相角而不改变电压大小的横向调压变压器和既可调电压大小又可调相角的混合型加压调压变压器。

dianli xitong tongxin

电力系统通信 （electric power system communication） 电力系统通信的完整内涵是电力通信机构通过电力通信装备提供电力通信业务。电力系统通信利用有线电、无线电、光或其他电磁系统对电力系统运行、经营和管理等活动中需要的各种符号、信号、文字、图像、声音等任何性质的信息进行传输与交换，是满足电力系统要求的专用通信技术。电力系统通信包括通信业务、通信装备和通信机构三个基本要素。

发展过程 20世纪60年代，电力系统远动技术大规模应用，对通信的通道容量、传输质量和可靠性提出了更高的要求，因此开始采用微波、特高频、同轴电缆、多路载波等多种通信方式，连同原有的电力线载波和其他有线通信，组成了适应电力系统要求的专用通信网，网络规模和通道容量均有了很大发展。

20世纪80年代，数字微波、卫星通信、光纤通信、程控交换设备（见图）和小型计算机、微机、计算机局域网、广域网、互联网等现代信息通信设备和技术相继引入并得到广泛应用。1980年，亚洲最长距离的北京—武汉数字微波电路建成投运（全长1263.5km，34个站），1982年，卫星通信开始在中国电力系统应用，1985年，中国电力系统第一台数字程控交换机投运，1985年中国电力系统开始大规模引进小型计算机。到1993年，中国电力通信网已经全面建成。



程控交换设备

20世纪90年代中后期，架空地线复合光缆（optical fiber composite overhead ground wire，OPGW）、全介质自承式光缆（all-dielectric self-supporting optical fiber cable，ADSS）等电力特种光缆（见非金属自承式光缆）技术趋于成熟并得到广泛应用，拉开了全面建设以光纤通信为骨干通信网络的序幕，电话交换、分组交换、数字数据网（digital data network，DDN）、异步转移模式（asynchronous transfer mode，ATM）、会议电话、会议电视等通信业务有了很大的发展。

从世界范围看，各国电力系统通信的发展过程基本相似，传输技术的发展大致都经历了电力线载波、微波、光纤等几个阶段。电力线载波通信的研究和应用始于20世纪20年代初期，从20世纪50年代开始逐步采用微波中继通信，20世纪80年代电力系统特有的架空地线复合光缆等光纤通信技术开始出现，并于20世纪末在许多国家的电力系统中得到普遍应用，通信方式也从点对点专线通信发展到交换式网络通信。与此同时，随着电力和电信管理体制的变革以及通信技术的进步，世界各国电力系统通信开始发生新的巨大变化。光纤通信和数据网络技术的成熟和发展，使电力系统通信的容量、质量和业务能力有了明显的进步，为电力公司提高电能质量和电力市场竞争能力创造了有利条件。

随着中国电力体制的深化改革，2002年底国家电力公司拆分为国家电网公司、中国南方电网有限公司以及中国华能集团公司、中国大唐集团公司、中国华电集团公司、中国国电集团公司、中国电力投资集团公司五大发电集团等，国家电网公司和中国南方电网有限公司分别发展所辖范围的电力通信网。

按通信区域范围不同，电力系统专用通信一般分为系统通信和厂站通信。系统通信也称站间通信（inter-station communication），主要提供发电厂、变电站、调度、生产、管理机构等单位相互之间的通信连接，满足生产和管理等方面的通信要求。厂站通信又称站内通信（intrastation communication），其范围为发电厂或变电站内，与系统通信之间有互联接口，主要任务是满足厂（站）内部生产活动的各种通信需要，对抗干扰能力、通信覆盖能力、通信系统可靠性等也有一些特殊的要求。

电力通信网 按照设备描述，电力通信网是由传输设备、交换设备、终端设备及其他辅助设备构成的服务电力系统的专用通信网。其中，传输设备是基础，交换设备是核心，终端设备直接面对用户，三者构成了通信网的主体。按照网络结构，分为传输网、终端通信接入网、业务网、支撑网。电力通信网是中国专用通信网中规模较大、发展较为完善的专用通信网。

传输网 传输电信号或光信号的网络，是电力系统通信网的基础。按照电力调度所辖范围的不同，分为一、二、三、四级骨干传输网。一级骨干传输网指集团总部至各区域，各区域之间，集团总部调度范围至各厂站；二级骨干传输网指区域公司至区内各省，区内各省之间，区域调度范围各厂站；三级骨干传输网指省公司至所辖各地市，省内地市之间，省调调度范围各厂站；四级骨干传输网指地市公司至所辖各县，地市内县之间，地调（及区县调）调度范围35kV及以上各站点。

电力通信传输网络经过近十几年的加快发展，已形成了以光纤通信为主，微波、电力线载波、卫星为辅，一、二、三级光通信传输速率以10Gbit/s和2.5Gbit/s为主，四级光通信传输速率以622Mbit/s和155Mbit/s为主的格局，波分复用（wavelength division multiplexing，WDM）和光传送网（optical transport network，OTN）技术得到广泛应用。

终端通信接入网 骨干网络到配用电侧终端之间的通信，也是电力通信网的组成部分，包括10kV通信接入网和0.4kV通信接入网。10kV通信接入网主要覆盖10kV配电

网开关站、配电室、环网单元、柱上开关、配电变压器、分布式能源站点、电动汽车充换电站、10kV配电线路等，承载配电自动化、电动汽车充换电运营、用电信息采集、电力光纤到户等通信业务。0.4kV通信接入网主要覆盖10kV配电变压器至用户电表、电动汽车充电桩、分布式能源站点等，并延伸至用户室内，承载用户用电信息采集、负荷监控和电力需求侧管理以及双向互动用电服务、智能家电控制、电力光纤到户等业务。接入网主要采用中低压电力线载波、光纤专网、公用移动通信（通用分组无线业务 general packet radio service，GPRS；码分多址 code division multiple access，CDMA）、电力专用无线通信等多种通信方式，0.4kV通信接入网的光纤占比率还很低。光纤专网通信方式包括光调制解调器、工业以太网、无源光网络（passive optical network，PON）等技术。随着智能电网的发展，电力光纤到户的广泛推广，接入网的光纤专网建设将会加快发展。

业务网　通信业务网主要是满足电网生产调度、行政管理和企业信息化建设的需求，包括数据通信网、调度电话交换网、行政电话交换网、会议电视网、应急通信系统等。

支撑网　保障通信网安全可靠、优质高效运行的支撑系统，是相对独立于通信网中的传输网和业务网的网络，包括数字同步、信令、网络管理系统等。

电力通信业务　电力系统通信业务种类很多，由于电力系统对通信业务有特殊的要求，公用通信网一般难以满足，加上电力部门拥有发展通信的特殊资源优势，因此，世界上绝大多数国家的电力公司都以自建为主的方式建立了电力系统专用通信网。

现代电力系统对通信的业务要求是多种多样的，因此电力系统的通信业务种类很多，如调度电话、行政电话、电视电话会议、视频监视、远动、远方保护、移动通信、数据通信等业务。

调度电话　电力系统调度指挥的最基本手段，用于调度控制中心（见电网调度控制中心）与发电厂、变电站及维护中心的电话联系，指挥日常运行操作和紧急情况处理以及为计划安排和电能交换等事宜与邻近电力公司的电话联系。调度电话的话务量不大，但业务要求很高，必须具备99.5%以上的可用率和100%的接通率以及很短的接续等待时间。

行政电话　用于企业机构间的协调工作联系和接受用户申诉、用户要求及与相关单位的相互联络，包括本地电话、长途电话和会议电话、供电服务热线等。

会议电视系统　现代企业常用的有效可视通信技术手段。（见视频会议系统）

视频监视　电力系统可视化监控的常用通信技术手段，用于运行工况监视和无人站安保监视等，在发电厂、变电站、输电线路以及应急指挥等方面已得到广泛应用。（见视频监视系统）

远动　利用信息通信和控制技术对远方发电厂、变电站和设备的运行工况进行监测和控制（见电力系统调度自动化）。通信要对此项业务提供远动信息的传递即远动通道。传统的监控与数据采集（supervisory control and data acquisition，SCADA）系统对远动通道要求具备0.05～64kbit/s的传输速率、99.98%以上的可用率、小于1s的时延和优于10^{-5}的比特差错率。新的远动系统要求通信提供具有冗余保护能力，速率一般为2Mbit/s的工控广域网（control WAN）。

远方保护　电力系统及其电气设备的自动化安全保护技术装置措施（见电力系统继电保护）。通信要对此项业务提供保护信息的传送通道，即保护信息通道。不同的远方保护技术对传送远方保护信息的通道有不同的要求，尽管国际上尚未对远方保护信息通道的可用率和比特差错率指标达成一致意见，但都提出很严格的要求。国际大电网会议（International Conference on Large High volge Electric system；Conference International des Grands Reseaux Electriques，CIGRE）技术报告TB107中建议按远动通道中最严格的可用率指标（优于99.99%）作为对远方保护通道的要求，基本可满足远方保护系统的可靠性要求。时延要求分为传输时延和时延变化两部分，对于要求最严的系统传输时延应小于2ms，时延变化应在数百微秒以下。电力线载波是提供保护信息通道的最经济便利的方法，但随着光纤通信在电力通信网中逐渐占据主导地位，利用光通信系统的复用通道作为远方保护通道，在世界各国已较普遍，中国也已广泛应用。

移动通信　用于电力线路检修、故障处理、勘测建设施工等移动作业。电力系统曾使用的移动通信系统有800MHz集群系统、150MHz或450MHz常规无线系统等，现在主要使用公网的无线通信和电力230MHz宽带无线通信系统。

数据通信　相对于电话、电视等传统通信业务而言，以数据为业务的通信系统，是通信技术和计算机技术相结合而产生的一种现代通信方式。随着信息化的发展，电力公司内部、电力公司之间、电力公司与政府部门或客户之间需要交换的数据越来越多，国际大电网会议技术报告TB107中列举了近40个种类的运行数据和管理数据。数据交换从过去主要依靠点对点数据专线或音频调制解调器，发展为多种数据通信方式。调度运行数据对实时性和可靠性要求很高，管理数据虽非实时性要求，但传输速率要求较高。（见数据通信网）

dianli xitong tongxin sheji

电力系统通信设计

（power system communication planning）　为电力系统建立传送、交换运行及管理信息所需专用通信网而进行的一项系统设计。它是电力系统设计的组成部分。电力系统通信设计工作必须以电力系统发展规划、管理体制和调度职责分工为依据，从分析通道需求和组网条件出发，经过技术经济比较，提出满足电力系统调度监控和经营管理所需要的通信系统总体方案和实施步骤。

电力系统通信设计的主要内容包括信息量统计与分析，通信设施制式选择，通信网结构设计，通信方式的选择，通信交换网设计，通信网监测系统设计，通道计算和投资估算等。

信息量统计与分析　信息分类统计、信息流向组织和信息传输要求分析。具体包括：①对电力调度、生产、基建和行政管理、线路保护及安全稳定控制系统、调度自动化系统、负荷控制系统、计算机和办公自动化系统等所需语音业

务、数据业务和视频业务通道数量进行分类统计；②根据电力网结构、厂站地理分布、管理体系和调度机构设置合理组织信息流向；③分析各种信息对通道的要求，包括可靠性或可用率、传输质量或误码率、响应时间或传输速率等。这些都是设计通信系统方案的依据。

通信设施制式选择　建设通信网首先要确定通信设施的制式。普遍采用的制式标准有国际电信联盟（International Telecommunication Union Telecommunication，ITU）、国际电工委员会（International Electrotechnical Commission，IEC）等国际组织在标准化方面的建议或标准。一个通信网内的设施一般采用一种制式，这在通信网设计中要进行具体选择，使之满足所设计系统的信息传输需要，且方便而经济地将各种通信设施组成通信网。

通信网结构设计　通信网由通信终端设备、传输通道、中继设备和交换设备等组成。设计中要确定终端站址和终端设备，中继站址和中继设备，转接站的位置和交换设备的型式及容量，并提出传输通道的通信方式和各种通信方式之间的接口要求。

电力系统专用通信网的结构应与电力网结构及其调度管理体系相适应，采取分层结构，并将逐步发展综合业务数字网（intergrated services digital network，ISDN），同时保留必要的专线承载电路。ISDN面向系统内各个部门，采用独立的电路，以专用或交换方式提供语音和各种非语音信息的传输，以满足各种通信业务的需要，对于个别特殊需要的信息传送则由专线电路完成。

通信方式的选择　通信方式的选择依赖于信息传输业务需求和发电厂、变电站及其调度管理中心的地理位置和环境条件，以及各种通信方式的技术经济指标。电力系统主要采用的通信方式有：①光纤通信；②电力线载波通信；③卫星通信；④微波中继通信。

（1）光纤通信设计。论证拟建光纤通信电路的必要性；进行光缆路由方案比较并选择光缆敷设方式；做出光纤通信电路建设方案和光中继站方案；选择光缆、光传输设备的型式及容量；选择及配置光缆纤芯。

（2）电力线载波通信设计。设计时对利用电力线路的相导线、相分裂导线或架空地线等各种不同的耦合方式进行选择；做出电力线载波通信网络组织方案和载波通信枢纽站、终端站的站址选择；做出载波通信系统频率分区规划，提出频率分配原则或进行频率分配；提出设备选型原则。

（3）卫星通信设计。论证建设卫星通信的必要性；统计拟由卫星通信电路传输的信息种类和数量；说明拟使用的卫星通信空间的主要参数，包括星体代号、空间位置、发射年代、使用寿命、转发器数量和容量、上行和下行频率，可供使用的通道数量及使用条件；卫星通信地球站的站址选择、建站规模、卫星通信电路与其他通信电路的关系等。

（4）微波中继通信设计。论证拟建电路的必要性、起止点、路由方案比较并提出推荐的理由；提出电路设计容量和话路分配原则；提出设备制式和工作频段的建议；进行全电路总站数及终端站、上下话路站的规划；绘制适当比例的路由剖面图并提出天线挂高的要求等。河南鸡公山微波中继站如图所示。

通信交换网设计　主要内容包括：①参与汇接交换的信息种类和信息量的统计；②交换节点设置规划并提出组网原则；③交换设备的选型要求和容量配置；④编号方案；⑤信令方式及接口标准等。



河南鸡公山微波中继站

通信网监测系统设计　通信网监测系统一般与电力系统调度管理体系相适应，采取分层检测方式。设计内容包括监测系统方案选择，主站和被监视站的设置方案，监测对象选择，信息采集内容和采集方式，信息传输通道的安排，监测系统设备（信息采集、处理和显示打印等设备）配置方案和型式选择。

通道计算　为保证所设计的通信系统及所需的设备配置正确，参数选择合理，技术指标符合要求，需要对所采集的各种通信方式的通道进行必要的计算。计算的主要内容包括：①传输衰减及色散、传输带宽、传输时延、接受电平、信噪比、频率分配和传输质量校验计算；②通道相互之间或外部干扰计算；③误比特率、可用性等。计算的项目、内容和方法随通信方式而定。

投资估算　对所设计的通信系统列出拟建项目表、分项投资和总的投资估算。

dianli xitong wajie

电力系统瓦解 (collapse of electric power system)

由于电力系统稳定破坏、频率崩溃、电压崩溃、事故的连锁反应（见电力系统连锁故障）或自然灾害等原因造成系统四分五裂的大面积停电事故状态。1972年中国湖北省、1977年美国纽约市、1978年法国、1996年美国西部、2003年美国东北部和加拿大都曾发生过系统瓦解事故。

发生原因　主要是电力系统中存在的一些易于使事故扩大的不健全因素，以及运行人员对事故处理不当。系统不健全因素主要包括：①电力网结构不合理（受端系统缺少电压支持，主要电源间联系过强）；②缺少有功功率的运行备用容量；③无功功率的补偿不足；④继电保护与安全自动装置配置不当、存在隐性故障（hidden failure）或定值有误；⑤通信

与远动装置不满足需要；⑥调度自动化信息系统失效等。

防止措施 主要包括：①采取各种有效措施来防止电力系统稳定破坏、电力系统频率崩溃、电力系统电压崩溃和发生电力系统事故的连锁反应；②安装自动低频减负荷装置和自动低压减负荷装置，并使其有足够的切除负荷的容量；③合理配置并选用优质的继电保护和安全自动装置，加强运行管理；④采取确保发电厂厂用电的措施，当系统频率或电压降低到发电机组辅助设备所能承受的最低限度时，自动将某些机组解列带上本机和本厂厂用电，避免全厂停电；⑤建设灵活可靠的调度通信系统以及能够迅速反映电力系统全面运行情况的调度自动化系统；⑥做好电力系统的规划，改善电网结构和提高无功功率补偿设备的调节能力；⑦加强培训，提高调度员和现场运行人员处理事故的能力。

dianli xitong wangluo jianmo

电力系统网络建模 （modeling of electric power network） 利用计算机建立实际电力系统网络数学模型的过程。它是调度自动化能量管理系统（energy management system，EMS）应用软件中电力系统实时网络分析功能的基础。

电力系统网络建模涉及模型、数据库和图形三个方面。①模型方面。需要建立实际电网的数学模型，该模型包括电力网络元件的参数和网络元件之间的连接关系（网络拓扑），最终表现为在电网计算中的节点导纳矩阵。②数据库方面。需要将实际电网元件上的遥测、遥信数据和电网模型中相应的设备相关联，以便根据遥信显示的开关开合状态实时确定电力网络拓扑，根据遥测数据实时确定电网的运行状态。③图形方面。需要将分析计算的结果通过电网单线图显示给调度员（见电力系统调度员），调度员也需要在电网单线图上进行电网的操作和调整。

电力系统网络建模需要将图形元件和模型、数据库相关联，因此需要一体化设计。

能量管理系统投入运行之前，需要通过人工离线完成电力系统网络建模工作。建模采用的技术是“图模库一体化”建模技术，采用面向设备的图形化建模方式。将电力系统设备模型的属性分图形属性、拓扑属性和电气属性三类。通过对设备的这三种属性进行同步修改和扩充，实现“图模库一体化”。首先画好电网和厂站单线图，然后在图上点击设备对应的图元，录入设备的名字和设备的模型参数，计算机自动将设备图元对象数据存到数据库的相应记录中。模型参数及其录入界面可自动随数据库定义的改变而自动修正。计算机根据设备图元之间的连接关系（坐标位置）自动生成网络拓扑，并自动生成图上动态数据及其联库关系。监控与数据采集（supervisory control and data acquisition，SCADA）系统建模也面向设备进行，测点作为设备的电气属性，在设备建模时自动生成。设备、设备的电气属性（遥测、遥信）、设备的连接关系（网络拓扑）、设备的图形表达、表达设备运行参数的图上动态数据等都是一一对应的，由计算机软件来维护，避免人工连接产生错误。

电力系统网络建模完成后，即可运行电力系统实时网络分析应用软件，如果实际电网的模型和参数发生变化，需要利用图模库一体化系统维护工具对网络模型进行修改。

dianli xitong wending

电力系统稳定 （stability of electric power system）

电力系统在受到干扰后，凭借系统本身固有的能力和控制设备的作用，回复到原始稳态运行方式，或者达到新的稳态运行方式的能力。电力系统稳定与干扰的大小、经受干扰的时间、系统的结构与运行方式、电力系统各元件的参数、各种调节和控制装置的性能等很多因素有关。保证电力系统稳定是电力系统正常运行的必要条件。只有在保持电力系统稳定的条件下，电力系统才能不间断地向各类用户提供符合质量要求的电能。

早期电力系统稳定研究的主要内容是电力系统功角稳定问题，即系统中各发电机之间的相对功角失去稳定性的现象。随着电力系统规模的不断发展，电力系统失去稳定的现象也越来越复杂，除了上述维持发电机间同步运行的功角稳定性外，还出现了系统不能维持系统电压的电压稳定性问题和系统不能维持正常频率的频率稳定性问题，并由此出现了关于电力系统稳定分类的研究。

国际上有关电力系统稳定的分类标准没有完全统一。1982年，电气与电子工程师学会（Institute of Electrical and Electronics Engineers，IEEE）将电力系统稳定根据干扰的大小分为静态稳定和暂态稳定两大类，但同时也提及了另外两个分类标准，一是根据是否需要控制动作来维持系统稳定分为自然稳定（或固有稳定）和条件稳定两类，二是根据研究的时间范围分为短期稳定和长期稳定两类。2004年IEEE联合国际大电网会议（International Conference on Large High Voltage Electric System；Conference Internationale des Grands Reseaux Electriques a Haute Tension，CIGRE）再次给出了电力系统稳定的分类标准，从三个不同的方面对电力系统稳定进行分类，即根据失稳模式的物理特性分为电力系统功角稳定、电力系统频率稳定和电力系统电压稳定；根据干扰的大小分为小干扰稳定和大干扰稳定；根据稳定研究必须考虑的设备、过程和时间范围分为短期稳定和长期稳定。不同的分类标准可以相互结合形成不同的子分类，如图1所示。



图1 IEEE/CIGRE给出的电力系统稳定分类

在中国，1980年电力工业部在大连召开电网稳定会议，讨论制定了《电力系统稳定导则》。在DL 755—2001《电力系统安全稳定导则》中，也将电力系统稳定划分为功角稳定、频率稳定和电压稳定3大类，但略有不同的子类，如图2所示。

在电力系统稳定分类中，小干扰与大干扰只是相对的和有条件的区分，很难给出具体的数量值。小干扰一般指正常的负荷波动，大干扰则常指电力元件中的短路故障或突然断开等。小干扰对系统行为特性的影响一般与干扰的大小和发生的地点无关，系统状态在原始运行状态周围变化，可以对系统进行线性化处理，其研究目的不是确定运行参数对原始

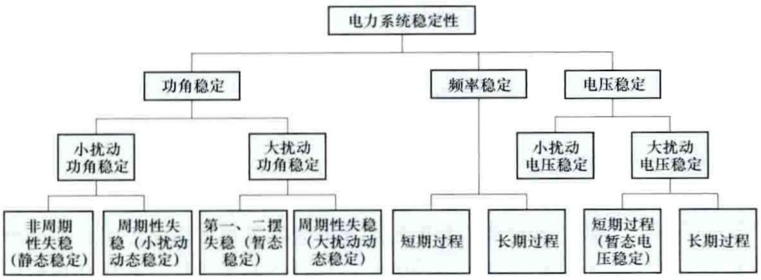


图 2 DL 755—2001 中的电力系统稳定分类

稳态运行值的偏移，而是确定运行参数变化的性质，得出稳定或不稳定的结论。大干扰时，电力系统将发生很大的运行状态或参数的偏移或振荡，必须考虑系统元件的非线性特性，从系统的机电暂态过程来判断系统稳定性。

电力系统功角稳定　电力系统受到扰动后，系统内所有同步电机保持同步运行的能力。IEEE/CIGRE 稳定定义联合工作组从数学计算方法和稳定预测的角度，将功角稳定分为小干扰功角稳定和大干扰功角稳定。DL 755—2001 对功角稳定则根据干扰的大小分为静态稳定、暂态稳定和动态稳定 3 类，其中动态稳定又有小干扰与大干扰之分。（见电力系统功角稳定）

电力系统频率稳定　电力系统在遭受严重扰动导致系统发电与负荷出现严重不平衡时频率能够保持或恢复到允许的范围内不发生频率崩溃的能力，即以最小的发电和负荷损失来维持/恢复系统发电和负荷之间平衡的能力。（见电力系统频率稳定）

电力系统电压稳定　电力系统在正常运行或受到干扰后，凭借系统本身固有的特性和控制设备的作用，维持各节点电压在可接受范围内的能力。按扰动的类型，电压稳定可分为大干扰电压稳定和小干扰电压稳定；按时间跨度，电压稳定可以分为短期电压稳定和中、长期电压稳定。（见电力系统电压稳定）

电力系统再同步　在某些情况下，发电机受到小的或大的干扰而失步后，由于调节装置或人为的干预以及系统本身具有的能力，同步发电机经过短时间的失步运行后，可以再恢复同步运行方式，这种情况称作电力系统再同步。从严格的稳定性定义来看，它属于不稳定的情况。但从工程实际观点来看，这是一种缩小稳定破坏的后果，迅速恢复电力系统正常运行的措施，所以又称之为“最终稳定”或“综合稳定”。各国电力系统都根据各自的条件来处理和对待这种情况。DL 755—2001 中规定在满足一定条件下可以允许局部系统做短时间的非同步运行。

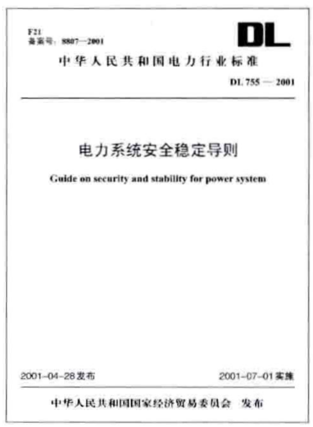
稳定极限和静态稳定储备系数　电力系统稳定常常与电力系统中某些输电线路的传输功率相联系。随着传输功率的增大，电力系统将由稳定变为不稳定，也就是说一个特定电力系统中的某一输电线路的传输功率有一个按稳定条件确定的极限值。在单机对无穷大系统送电的简单系统中，如果发电机为隐极机且不考虑自动励磁调节器的作用，静态稳定极限角为 90°，相应的静态稳定极限功率为 $E_qU_0/(X_d+X_e)$。在复杂电力系统中，某一条输电线路的静态稳定极限功率值与给定的初始条件（运行方式、系统接线和参数及调节控制措施等）有关，所以按稳定要求所确定的输电线路的极限功率不是一个单一值。同时，因为确定静态稳定和暂态稳定的条件不同，所以相应的输电线路静态和暂态稳定极限功率也是不同的。暂态稳定的极限功率还与所假定的大干扰的严重程度（例如故障地点、故障类型、持续时间等）有关。世界各国根据各自的情况都规定了应保证安全运行的最严重干扰用以校验系统的暂态稳定性。在一些国家中，由于电力网联系紧密，按升压变压器出线端三相短路并断开一条线路等严重故障来校验暂态稳定，所以按暂态稳定所确定的极限功率往往要比静态稳定极限功率小得多。但是，在另一些国家中，电力网间的联系比较薄弱，如用单回线供电，电力供应也比较紧张，所以不得不放宽对暂态稳定的要求，例如用单相故障并考虑单相自动重合闸来进行校验，这样得到的暂态稳定极限功率比较高，甚至有可能比静态稳定极限功率大。

按稳定条件所确定的极限功率并不是电力系统设计和电力系统运行中实际可以达到的极限值，而只是在给定条件下的理想极限值。因为在实际运行中往往会出现正常的负荷波动、预见不到的事故和异常运行方式，以及各种特殊的环境条件（包括气候条件）等，所以在实际运行中输电线路的正常传输功率应小于极限功率，并根据极限功率与正常功率的差值来估计稳定的裕度，一般用下式来表示电力系统静态稳定储备系数

$$K_p=(P_j-P_z)/P_z\times 100\%$$

式中 P_j 和 P_z 分别是线路的极限和正常传输功率。

合理的静态稳定储备系数应建立在对电力系统设计和运行经验的总结分析以及技术经济论证的基础上。储备系数取得较大，可减少失去稳定的概率，从而减少因故障停电而造成的直接和间接的经济损失，但不能有效地利用电力系统中的设备，或将花较多的费用安装提高稳定的特殊设备（见提高电力系统稳定措施和提高电力系统稳定二次系统措施）。相反，如果储备系数取得较小，则将在电力系统运行方式发生一定变化时不能保证系统的安全运行。此外，对于不同的电力系统，在不同时间（一年内，一天内），合适的稳定储备系数也可能是不一样的。世界各国或各个电力系统都根据各自的运行要求和经验规定一个稳定储备系数的推荐值。DL 755—2001 规定电力系统在正常运行方式和正常检修运行方式下，静态稳定储备系数 $K_p\geqslant 15\%\sim 20\%$；在事故后运行方式和特殊的运行方式（如为了避免限制对用户的供电或在洪水期间为了避免水能资源的损失而增加输电线路的传输功率）下，$K_p\geqslant 10\%$。


F21
备案号：8807—2001
DL
中华人民共和国电力行业标准
DL 755 — 2001
电力系统安全稳定导则
Guide on security and stability for power system
2001-04-28发布　2001-07-01实施
中华人民共和国国家经济贸易委员会　发布

参考书目

Prabha Kundur. 电力系统稳定与控制. 本书翻译组，译. 北京：中国电力出版社，2002.

倪以信，陈寿孙，张宝霖．动态电力系统的理论和分析．北京：清华大学出版社，2002.

余贻鑫，王成山．电力系统稳定性理论与方法．北京：科学出版社，1999.

dianli xitong wending kongzhi zhuangzhi

电力系统稳定控制装置 (power system stability control device) 以保持电力系统在扰动后维持同步运行和连续供电为主要目的，按电力系统稳定控制要求，采取自动切机、切负荷等操作的专用控制装置或系统。图中所示为稳定控制装置。



稳定控制装置

见电力系统安全稳定控制。

dianli xitong wendingqi

电力系统稳定器 (power system stabilizer, PSS) 一种安装在发电机自动电压调节器上的附加励磁控制装置。它的主要作用是给电压调节器提供一个附加控制信号，产生正的附加阻尼转矩，来补偿以端电压为输入的电压调节器可能产生的负阻尼转矩，从而提高发电机和整个电力系统的阻尼能力，抑制低频功率振荡（见电力系统振荡），改善电力系统稳定性，提高输送功率极限。

原理　在应用高增益快速励磁装置的电力系统中，当输电线重负荷或潮流分布不合理时，可能出现弱阻尼或负阻尼现象，使系统在受到干扰后，振荡不能很快衰减，甚至使摆动的幅度越来越大，直至失去稳定。电力系统稳定器是在发电机的励磁系统中引入一个附加的镇定信号，使其直接反应系统摆动的变化，产生一个与发电机转速变化同相位的正阻尼转矩，用以补偿快速励磁系统所产生的负阻尼转矩作用，使系统具有良好的动态响应特性。

在分析电力系统动态振荡时，采用小干扰稳定分析的模型，由电压调节器引起的发电机同步转矩和阻尼转矩的变化可以用图1(a)表示。在某些情况下（大的外电抗，重负荷等），电压调节器提供的附加电磁转矩 $\Delta M_{e2}'$（$\Delta M_{e2}'=K_2\Delta E_q'$）滞后负反馈电压（$-\Delta U_t$）一个角度 φ_x，产生正的同步转矩分量 $\Delta M_S'$（与 $\Delta\delta$ 同方向）和负的阻尼转矩分量 $\Delta M_D'$（与 $\Delta\omega$ 反方向），降低了机组振荡的阻尼。而电力系统稳定器如采用转速信号（$\Delta v_{PSS}=\Delta\omega$），由于领先滞后网络的作用，通过电压调节器，将产生正的阻尼转矩分量 ΔM_{PSS}。

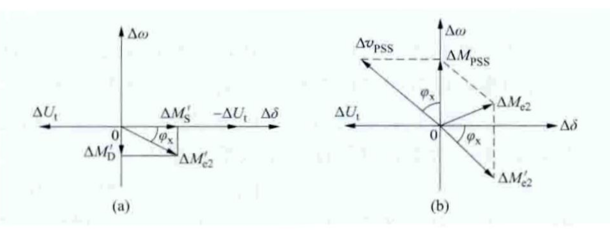


图1　PSS作用原理

(a) 没有PSS；(b) 有PSS

合成的转矩分量 ΔM_{e2} 位于图1(b)的第一象限，具有正的同步转矩和正的阻尼转矩，从而提高了阻尼振荡的能力。

输入信号　考虑能够反映系统振荡的变化和便于量测，电力系统稳定器信号可以为发电机转速变化（$\Delta\omega$），或发电机端或电厂母线电压频率变化（Δf）、发电机输出电功率的变化（ΔP_e），或者多个变量的综合，如由输入的 ΔP_e 和 $\Delta\omega$ 信号构成加速功率积分信号。它们各有不同的特点，适用场合也有所不同。一般附加信号组合数量也不宜多于3个。

结构　典型的电力系统稳定器结构如图2所示。第1框为量测环节，将交变的机电信号转变为直流电压信号，其中包括适当的滤波、放大以及信号的变换和组合，以反映发电机轴加速功率和轴加速度等的变化。时间常数 T_6 模拟信号量测的惯性。第2框为隔直放大环节，阻隔各类漂移信号通过，使稳定器的稳态输出为零。其中 K_S 为放大倍数，用来整定稳定器增益在最佳和安全值。第3框为高频滤波器，用于抑制发电机有关振荡，尤其是抑制轴的扭振信号，也可用来改变电力系统稳定器的频率特性。第4、5框为两级相位可以调节的领先/滞后网络，用以补偿发电机及励磁系统中的固有相位滞后，使电力系统稳定器在可能发生振荡的频率范围内都能提供正的阻尼转矩。最后的限幅环节，使送到电压调节器的稳定信号限制在允许的范围内，防止发电机过电压或无功过负荷。

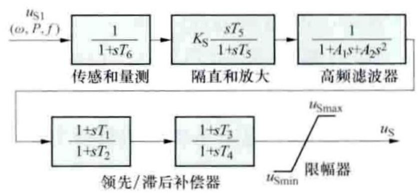


图2　电力系统稳定器结构框图

电力系统稳定器的实现早期由模拟式元件构成，现在一般为数字式，即用计算机或微处理器，可以更好地与数字式自动电压调节器综合，实现随运行状态及网络结构变化的稳定器参数自动调整，实现更加灵活、复杂的控制功能，如暂态电力系统稳定器、变参数电力系统稳定器、智能电力系统稳定器、基于广域信号的电力系统稳定器等。

配置和参数整定　电力系统稳定器配置是要确定在一个电力系统中应在哪些机组上装设电力系统稳定器。电力系统稳定器参数整定主要是确定领先/滞后环节的时间常数和系统的放大倍数。其主要方法有基于经典控制理论的相位补偿法、基于现代控制理论特征值灵敏度分析法和极点配置法，以及基于人工智能的各种算法等。

在多机组的电力系统中，要从全局出发来确定电力系统稳定器的安装地点和协调稳定器的整定参数。可以将电力系统稳定器的配置问题处理为一个优化问题，即求出电力系统稳定器的最佳安装位置和参数整定值，使得在所考虑的几种运行方式下，所关心的低频振荡模式的阻尼比达到最大。

应用　20世纪70年代以来，国内外普遍推广了电力系统稳定器技术，规定在大中型发电机组上都要安装电力系统稳定器。电力系统稳定器已成为发电机励磁控制系统的组成部分。各厂家已定型生产了多种类型的电力系统稳定器，新型的电力系统稳定器也不断研发成功。

电力系统稳定器在为发电机组和电力系统提供附加阻尼转矩，抑制系统低频功率振荡的同时，也能大大改善系统在受到干扰后的动态品质。同时，可以使励磁调节系统取用较

大的放大系数，减小负荷变化对发电机端电压的影响，使发电机端电压或高压母线电压维持恒定，使静态稳定的极限达到相当于发电机电抗为零（$X_d=0$）时的值。

电力系统稳定器对于系统运行情况及参数的变化有良好的适应性，因此得到广泛应用。特别是在电气联系相对薄弱，线路输送功率较大的电力系统中，它是保证电力系统稳定性的重要措施。

参考书目

方思立，朱方．电力系统稳定器的原理及其应用．北京：中国电力出版社，1996.

刘取．电力系统稳定性及发电机励磁控制．北京：中国电力出版社，2007.

dianli xitong wugong fuhe

电力系统无功负荷

（reactive load of electric power system） 电力系统中所有感性元件从系统吸收的无功功率之和。电力系统无功负荷主要包括系统中用电设备所吸收的无功功率，输电线路的无功损耗，变压器的无功损耗，感性无功补偿设备所吸收的无功功率及直流换流阀所吸收的无功功率等。

用电设备所吸收的无功功率　主要是异步电动机吸收的无功功率。其值与载荷大小有关，一般满载时功率因数为0.7～0.9，轻载运行时功率因数将降低。如果用电设备中同步电动机比重较大，则负荷功率因数将有所改善。一般电力系统内综合负荷的功率因数为0.6～0.95。

输电线路的无功损耗　输电线路中电抗所消耗的无功功率，与线路电流平方成正比。这种无功损耗比线路上的有功损耗要大，大截面的线路尤其严重。

变压器的无功损耗　包括两部分：①励磁损耗，这种无功损耗占额定容量的百分数，基本上等于变压器空载电流百分数（$I_0\%$）；②漏抗的无功损耗，在变压器额定负荷时，数值约与短路电压（$U_d\%$）相等。

感性无功补偿设备所吸收的无功功率　主要为补偿系统中过剩的容性无功功率而设置的并联电抗器所吸收的无功功率。它与电压平方成正比。

直流换流阀所吸收的无功功率　常规直流换流阀（见图）在工作中要吸收相当大的无功功率，它的大小与直流输送功率、触发角（或关断角）及换相角有关。一般换流阀



上海南汇柔性直流输电南风站换流阀厅

（含换流变压器）吸收的无功功率在额定运行时为直流输送功率的40%～60%，逆变器吸收的无功功率为直流输送功率的50%～70%。

此外，发电机、调相机欠励运行时吸收无功功率，这时，它们在电力系统中相当于无功负荷。

dianli xitong wugong gonglü buchang

电力系统无功功率补偿

（reactive power compensation of electric power system） 应用各种无功功率调节装置，保证电网无功功率合理分布和电压质量的研究。电力系统规划中无功功率补偿需要进行计算，其目的是确定无功补偿装置的容量、类型和配置。

无功补偿装置容量的选择　根据电力系统中期发展规划中电源规划和电力网发展规划，进行全网的和分地区网的无功功率平衡计算，使系统的无功电源所发出的无功功率与系统的无功负荷（见电力系统无功负荷）相平衡并留有备用容量（见电力系统无功功率平衡）。如果不满足要求，则应当研究新增无功补偿容量。由于无功功率在一天之内是变化的，往往在最大负荷时无功功率不足，因此需要新增容性无功补偿容量；而在最小负荷时，无功功率有剩余，因而需要新增感性无功补偿容量。同时，在无功平衡计算中，还要考虑有一定的无功功率备用，以保证运行的可靠性和适应系统负荷变化的裕度要求。通过无功平衡计算，确定需要安装的容性无功补偿容量和感性无功补偿容量。

无功补偿装置的类型　根据无功补偿的过程和功能，可将无功补偿装置划分为静态无功补偿和动态无功补偿装置两大类。静态无功补偿装置包括并联电容器（见图1）、并联电抗器、串联电容器、交流滤波器；动态无功补偿装置包括调相机、静止无功补偿装置、静止无功发生器、可控高压电抗器、可控串联电容补偿装置。



图1　并联电容器装置

并联电容器　可以分组投切，主要功能是向电力网提供无功功率，以减少电网损耗，提高电力网电压水平。

中、低压并联电抗器　可以分组投切，主要功能是从电网吸收无功功率，以保证电压水平不超限。

高压并联电抗器　主要功能是补偿超（特）高压输电线路的充电功率，降低系统工频过电压，减少潜供电流和便于系统并列。安装在超（特）高压输电线路的高压电抗器一般不投切。

串联电容器　主要功能是提高线路输电能力，一般安装在220kV以上电压等级的输电线路上，补偿线路的无功损耗，减少线路等值阻抗，提高输电能力。

交流滤波器　主要功能是滤波，吸收各次谐波电流，改善电压波形。交流滤波器（见图2）同时也可以向电力网提供无功功率。



图2　交流滤波场设备

调相机　向电力网提供连续调节的容性无功功率或感性无功功率，改善电力系统稳定，抑制系统振荡，保证电力网电压水平。

静止无功补偿装置（static var compensater，SVC）是由电容器及各种电抗元件构成与系统并联并向系统供应或从系统吸收无功功率的装置，简称静补。静止无功补偿装置能快速调节无功功率，通过快速频繁地改变电容器或电抗器的导纳，控制向系统注入或从系统中吸收的无功电流，从而对输电系统进行无功补偿。

静止无功发生器（static synchronous compensator，STATCOM）　由直流电容、电压型逆变器和与系统连接的变压器构成。理想的STATCOM可以通过改变电压型逆变器输出的电压幅值来实现与交流系统交换无功功率，可从额定滞后工况到额定超前工况连续调节输出无功，不受系统电压变化的影响。1999年，中国自主研制的220kV±20Mvar静止无功补偿装置投入运行。

可控高压电抗器　可动态调节电抗值的超（特）高压并联电抗器（见超高压和特高压并联电抗器选择）。

可控串联电容补偿装置　可动态调节电容值的串联电容补偿装置。

无功补偿装置的配置　电力网无功补偿装置的配置与电力网结构、网络参数、地区无功功率缺额和用户对电压的要求等具体情况有关。因此，要根据电力系统在各种运行方式下的调相调压计算、稳定计算、谐波计算、工频过电压和潜供电流计算的结果，并通过对这些结果进行技术分析和方案经济比较，综合地加以确定。一般，无功补偿装置的配置应贯彻分区平衡，就地补偿，便于调整电压，以及能满足系统动态过程中的技术要求这一原则。在用户负荷侧，若有无功功率缺额，则采用分散补偿，以减少无功功率的流动，降低损耗。若地区无功功率不足，则采取在变电站内集中补偿，这样易于操作控制，有利于电压调整。电力系统发展规划中，对那些小容量分散的用户和无特殊技术要求的变电站采用分组可投切的电容器或电抗器进行补偿，而对大容量中枢变电站和有特殊技术要求的变电站，例如要求提高电力系统稳定水平、抑制电压闪变、限制动态过电压和平息系统振荡等，则采用调相机、静止无功补偿装置或静止无功发生器进行补偿。

dianli xitong wugong gonglü pingheng

电力系统无功功率平衡

（reactive power balance of electric power system）　为保证电力系统无功电源所发出的无功功率与无功负荷所消耗的无功功率相等并留有备用所进行的研究。电力系统无功功率平衡是电力系统规划的一项重要工作，其目的是确定电力系统中无功补偿装置的配置及型式，保持各种运行方式下电力网各点的电压水平在合理范围之内。

无功功率平衡原则　按地区并按电压等级对无功电源和无功负荷进行平衡，即避免经长距离线路或多级变压器传送大量无功功率，以降低电力网损耗，实现经济运行。进行无功功率平衡时尚需考虑随负荷值的变化应具有的调节能力。

无功电源及负荷　进行无功功率平衡时，应考虑无功电源和无功负荷两个方面。其中无功电源包括：①发电机发出的无功功率；②系统容性无功补偿设备，如并联电抗器（见图）等；③110kV及以上电压架空线路及各级电压电缆的充电功率；④从电力网外可能输入的无功功率。无功负荷包括：①系统用户无功负荷，主要是异步电动机无功负荷；②线路和变压器的无功损耗；③并联电抗器消耗的无功功率；④发电厂厂用无功负荷；⑤直流换流阀所吸收的无功功率。（见电力系统无功负荷）



1000kV 320Mvar并联电抗器

无功备用容量　进行无功功率平衡需要留有一定的无功备用容量，以适应系统负荷的变化并满足运行的可靠性。无功备用容量即无功设备裕度。容性无功备用容量包括三个部分：①发生故障时的裕度；②估算误差的裕度；③节假日及气候突变日的裕度。通常容性无功备用容量取无功负荷的7%～8%。有时也要进行分析计算后才能确定。感性无功备用容量要满足正常检修方式系统运行电压的要求。

运行方式选择　进行无功功率平衡计算时，一般取对应最大无功负荷及最小无功负荷运行方式进行平衡。根据最大负荷求出电容性无功补偿设备容量，根据最小负荷求出电感性无功补偿设备容量。

dianli xitong xianchang shiyan

电力系统现场试验

（electric power system field tests）

一些相关的电力系统元件、装置或设备组成具有一定运行功能的单元，与运行中的电力系统相连，进行整体功能试验或利用独立电源试验后再并入电力系统的试用操作。在

确定电力系统现场试验项目时，应注意：①用模拟试验或计算分析可达到考核和研究设备（系统）目的者，不进行现场试验；②现场试验风险很大，而又必须试验考核的项目，可采用分段试验或用替代的间接试验方法处理；③凡必须进行系统现场试验，且经采取安全措施，既可保证系统和人身安全，又能满足试验对量测精度要求的，应编制周密的试验方案，在调度、运行、检修人员和试验人员相互配合下进行试验。现场试验可在户外进行（见图1），也可在专门的试验基地进行（见图2和图3）。



图1 户外试验场（可对交直流输变电设备、塔窗组合、空气间隙等进行雷电、操作冲击及工频、直流电压的耐受试验和放电特性试验，也可开展母线、金具、导线等的电晕特性试验研究）（中国电力科学研究院 提供）



图2 凤凰山特高压交流试验基地（位于湖北省武汉市江夏区凤凰山南，2006年10月10日开工建设，2008年12月26日通过总体验收，拥有1km单双回特高压试验线段、电磁环境测量试验室、特高压交流电晕笼、环境气候试验室、7500kV户外冲击试验场、特高压设备长期带电考核场等试验设施）（国家电网公司 提供）

电力系统现场试验通常分为校核系统性能的试验和校对电力设备性能的试验。

校核系统性能的试验 包括系统频率特性试验，系统电压特性试验，静态稳定输送极限试验，系统切除电源试验，系统短路故障试验，低频振荡、次同步振荡试验，直流输电系统试验等。

（1）系统频率特性试验。中、小型电力系统（或独立运行的电力系统）中在锁定其他发电厂原动机调速机构的条件下，指定某发电厂按预定的变动幅度和时间间隔分阶段逐步



图3 中关村特高压直流试验基地直流试验线段（位于北京市中关村科技园区，基地于2007年2月23日开工建设，2009年2月22日通过总体验收，主要包括户外试验场、试验大厅、污秽及环境试验室、绝缘子试验室、避雷器试验室、特高压直流试验线段、电晕笼、电磁环境模拟试验场）（国家电网公司 提供）

降低出力，在每一阶段间隔内稳定出力不变，各发电厂及变电站同时测录有功功率、无功功率和频率。重复上述操作，直至试验要求的系统频率。然后逐步增加出力，重复上述试验，从而可获得系统有功出力、无功出力和频率的关系曲线。大型系统可解列成几部分，分别进行上述试验，然后复合成全系统的静态频率特性。在系统频率正常时，还可同时切除部分机组（或调节直流系统的输送功率），并测录功率和频率的变化，以求取动态频率特性。

一般通过在电网中配置同步相量测量单元（phase measurement unit，PMU）或专用的记录设备，来记录电网在正常方式下和故障方式下的系统运行状态。当电网出现发电机跳闸故障时，可根据PMU记录的厂站有功、无功及频率变化曲线，求取系统动态频率特性。

试验的关键在于：①事先分析试验对系统安全的影响，包括电网结构的稳定和过负荷情况，并采取相应的预防事故措施；②调速系统的锁定，要求既牢靠又便于撤除；③测录设备的精度和测录的同时性。

试验获得的频率特性是在一定运行条件下的试验值，但用以估算系统功率不平衡所引起的频率变化，仍不失为一个依据。从调查负荷构成入手，依据各类负荷的频率特性，能复合成系统频率特性，可与测试结果相互印证。

（2）系统电压特性试验。系统电压只能在系统的某一局部，例如局部小供电区、一个或多个变电站供电范围内试验。受调压手段和负荷所能承受最低电压的制约，电压一般在（1.05～0.95）倍额定电压范围内调整，变化幅度不可能很大。通常在切断被试变电站二次侧和系统的联系且频率稳定的条件下，调节变电站变压器的带负荷调节分接头或投切无功补偿设备，或解列一地区系统，利用发电机及调相机等调压，以求取负荷的电压特性曲线。这种试验就是在分阶段逐步降、升电压的过程中测录频率、电源和负荷的有功（无功）功率和电压值，并通过调研获取被试负荷的行业类别资料，从而获得该行业负荷的电压特性曲线。

（3）静态稳定输送极限试验。在联络线多于一回时，以

不少于一回线为热备用，送受端电压调节装置均投运的条件下，逐步增加送端出力或减小受端电源出力，分阶段测录联络线潮流、调压器输出、送受端有关节点的有功（无功）功率和电压。待线路功率即将抵达事先计算的极限值（具有15%左右储备）时，调度和运行人员做好热备用线路及时投运、增加受端电源出力和切除部分受端负荷的准备，减缓线路输送功率增大的速率，连续不断地测录数据。在系统失步的瞬间，立即投运热备用线路，增加受端出力，将系统拉入同步。若预计事故难以抑制，应按事先安排的拉闸顺序果断切除负荷，直至系统拉入同步。若仅有一回联络线时，一般不进行这种试验，除非受端负荷允许短时停电。

（4）系统切除电源试验。在系统中人为地切除一定量的电源或重载输电线，使系统按试验要求产生一定程度的供需不平衡，从而测录动态过程中系统频率、潮流及各有关节点电压，以检验系统动态响应和自动调节装置间的协调配合，并可和（1）～（3）项试验和静态数据比较，从而检验系统的抗干扰能力。

（5）系统短路故障试验。检验系统暂态和动态稳定、过电压和绝缘配合、潜供电流及其恢复电压、通信干扰、继电保护性能和配合、自动和远动装置性能等的综合试验项目。一般事先进行详细计算分析，确定故障涉及面和影响程度，然后在线路或站内进行人工单相金属弧光瞬间接地，实行可控的人为短路故障试验，达到综合检验上述内容的系统功能和动态响应。

（6）低频振荡、次同步振荡试验。试验的目的在于检验电力系统稳定器、次同步振荡阻尼器的配置和调整。一般是先通过模拟试验和计算分析，对系统中存在的上述问题做较详尽的研究分析，初选稳定器或阻尼器的配置地点和参数整定，然后利用改变系统运行方式及切除部分电源或线路的方法诱发振荡，以确定运行参数并验证其效果。

（7）直流输电系统试验。见《输电与变电卷》直流输电工程系统试验。

校对电力设备性能的试验　包括开关投切空载长线试验，串联补偿装置、并联补偿装置、静止补偿器、同步调相机、大型变压器（变电站）、超高压和特高压输电线路等的调整试验等。

（1）开关投切空载长线试验。试验前应进行计算分析，一般选择系统作为试验电源。必要时也可从系统中解列部分机组进行试验，但必须事先计算表明不会产生发电机自励磁过电压。试验可按单相投切空载长线路、三相合闸、三相分闸、单相分合分（每相一次）的试验程序进行。目的在于检验开关切合线路空载电容电流的能力；考核工频暂态、稳态过电压和操作过电压及开关操作特性，从而为校核绝缘配合和设备绝缘水平提供依据。

（2）串联电容补偿装置、并联电容补偿装置、静止补偿器、同步调相机、大型变压器（变电站）和超高压输电线路等的投切或调整试验。一般选择系统作为试验电源。必要时，可在系统中或在解列出的部分机组上进行上述试验（尤其当设备需要进行零起电压时）。

（3）发电机参数测试，包括发电机电气参数测试、励磁系统参数测试、调速器参数测试和电力系统稳定器（PSS）参数测试等。实测参数主要用于电力系统仿真计算。

dianli xitong xinxi tongxin

电力系统信息通信　（information and communication technology for power system）　支撑电力系统安全生产和运营管理的电力系统专用信息系统和通信系统的总称。电力系统信息通信利用信息传输与交换、计算机、网络、信息系统、软件、人工智能、自动控制等技术，为电力系统的建设、安全稳定运行、监控、调度和管理提供技术支撑，是通信系统和信息系统逐步融合后产生的新领域，是在电力系统中应用信息通信技术所形成的软件、硬件、信息通信网络和信息资源，是现代电力系统的组成部分，是实现电力系统智能化和提升管理水平的基础。

发展过程　古代利用烽火台传递信息是最早的信息通信应用，至今已有近2800年的历史。把电作为信息载体后，信息通信得到了飞速发展，其显著标志是1844年美国人莫尔斯（见图1）发明电报和1876年英国人贝尔（见图2）取得电话发明专利。电话、电报从其发明的时候起，就开始改变人类的经济和社会生活。在以计算机为代表的信息技术特别是互联网技术得到广泛应用后，完成了近代通信技术向现代通信技术的转变。现代大容量通信网主要采用光纤通信，同时有线通信、无线通信、微波中继通信、卫星通信技术也在广泛使用。

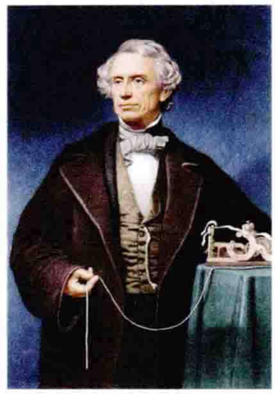


图1　莫尔斯（Morse，1791—1872）

1946年，世界上第一台通用电子计算机问世，计算机技术的发展经历了四个阶段，即从20世纪50年代到80年代的主机时代、80年代的小型机时代、90年代的PC时代以及90年代中期开始的网络时代。

正是计算机技术与通信技术的相互渗透和融合，使人类进入了一个全新的信息通信技术（information and communication technology，ICT）时代。信息通信融合的一个重要交汇点是IP技术发展。通信和信息都广泛使用IP网络，IP不仅用于传输计算机网络信息，也广泛用于传输视频和音频等信息。



图2　贝尔（G. Bell，1847—1922）

信息通信技术是20世纪下半叶，尤其是20世纪90年代以来，最具影响力的技术。在此期间，不仅信息通信技术的开发、制造及服务得到迅猛发展，信息通信技术的应用也越来越广泛，已经渗透到人类经济和社会生活的各个领域，促进了经济和社会发展以及人们生活水平的提高。人们对信息通信技术的需求和应用也

发生了巨大的变化。

电力系统通信技术的发展经历了电力线载波通信、微波中继通信、光纤等阶段。电力通信网由骨干通信网和终端通信接入网组成。骨干通信网涵盖35kV及以上电网，由跨区、区域、省、地市（含区县）共四级通信网络组成。终端通信接入网由10kV通信接入网和0.4kV通信接入网两部分组成，分别涵盖10kV（含6、20kV）和0.4kV电网。

电力信息化起源于电力生产自动化，经历了从无到有，从分散到集成，从自发建设到统一组织建设的发展过程。在硬件方面经历了以计算机单机、局域网、广域网等阶段，在软件应用方面经历了管理信息系统、生产和调度自动化、各业务系统整合等阶段。计算机和信息技术在通信领域的应用促进了通信技术的发展。大容量远距离通信网络在电力系统信息化中的应用，使广域计算机信息系统成为可能。电力信息和通信技术不仅在技术上走向融合，而且电力企业信息和通信的管理与运行维护也逐步融合。

发展方向　随着世界各国智能电网建设全面启动，信息通信平台作为智能电网的基础，发挥着越来越重要的作用，并向综合化、智能化、宽带化、云服务化、无线化等方向融合发展。电力设备之间的信息交互、管理信息化与生产自动化的紧密结合、信息安全的深度防护等已经成为智能电网对信息通信技术应用的基本要求。

电力系统信息通信的主要发展趋势：①以新一代信息通信技术为基础，向集中式数据中心和大容量传输网络演进，满足电力系统的信息化和通信综合业务要求并适应物联网和云计算技术的应用。②充分运用电网的特殊资源优势，综合利用电力光纤、4G无线通信技术和公众无线通信、互联网平台，以最经济有效的方式满足电力系统信息资源开发利用、应急指挥和经济社会能效管理等各种需要。③在光纤复合低压电缆（optical fiber composite low-voltage cable，OPLC）的基础上，全面研究开发及应用配用电线路复合通信技术，加快发展以电力光纤为主的电力通信接入网，利用配用电网络实现高速双向通信，逐渐形成全程联网、全面覆盖、统一管理、分级负责的一体化电力信息通信平台，满足电网智能化、电力市场化、管理现代化的要求。④智能电网对电力信息通信的安全可靠和智能化水平提出了新的要求，需要在数据级和应用级实现容灾，构建信息安全防御体系，支撑电力流、信息流和业务流高度融合，电力系统将利用信息化、自动化、互动化技术推动新的革命。⑤大数据时代的发展对电力数据的挖掘、分析、展示、应用提出了更高的要求，大数据技术将使电力企业管理水平和效益得到更大的提升。

dianli xitong yougong gonglü pingheng

电力系统有功功率平衡　(active power balance of electric power system)　维持电力系统总发电有功功率与总负荷有功功率在任何时刻都达到实时平衡的全部运行调整过程。对于互联电力系统中的区域电力系统有功平衡，则应考虑区域间系统联络线交换功率总和。总发电有功功率是所有发电机发出有功功率的总和；总负荷有功功率包括发电厂厂用电总有功功率、输配电设备有功功率损耗和所有用户有功功率总需求；系统联络线交换功率总和是各条联络线交换功率的代数和。

电力系统有功功率的变化　正常情况下，电力系统的负荷总在不断变化，而系统联络线的交换功率是按协议（合同）规定执行的，不便于频繁更改，所以要不断调整电力系统的总发电有功功率，使之与负荷的变化相适应，才能时刻保持平衡。随昼夜和季节以及经济增长情况的不同，电力系统负荷变化有一定的规律性，因而可以预测。对于发电机组故障停机、输变电设备故障等引起有功功率平衡遭到严重破坏的非正常情况，往往只能在出现不平衡之后，才能采取临时调整措施以维持平衡。

电力系统有功功率平衡标志　有功功率平衡与否的标志是电力系统频率。有功功率过剩，电力系统频率升高；有功功率不足，电力系统频率降低。各国对频率允许偏差范围有严格规定，有的规定为±0.2Hz，有的规定为±0.1Hz（见电力系统频率）。频率偏差过大，首先影响汽轮发电机组的寿命，同时降低对用户的供电质量。频率过低时，将威胁电力系统本身的安全。

电力系统有功功率平衡条件　主要有负荷需求、调峰需要、事故备用要求和其他电力系统的要求4个条件。

（1）满足负荷需求。保持有功功率平衡的先决条件是，在高峰负荷期间，电力系统最大可调出力要大于电力系统最大负荷；在低谷负荷期间，电力系统最小发电出力要小于电力系统最小负荷。

（2）满足调峰需要。电力系统总发电出力的调整能力必须满足一日之内调峰容量的要求（有的电力系统最小负荷比当日最大负荷小40%以上），同时发电出力的增减速度还必须满足负荷变化速度的要求。电力系统负荷变化的速度很快，有的系统在达到高峰负荷的过程中，每分钟可达最大负荷的3%～5%。如果系统总发电有功功率增长速度小于负荷增长速度，系统的频率就可能降低到允许偏差范围之外。用水力发电机组调峰，有功出力可以在数分钟内由零达到最大。所以，世界各国电力系统都多开发水电，且对设计容量侧重按调峰能力考虑。水电资源少的电力系统，则开发抽水蓄能电厂，并安排火电调峰机组。有些电力系统装备了一定容量的燃气轮机组作为调峰之用。

（3）满足事故备用的要求。在安排电力系统总发电容量时，除满足负荷需求之外，还要考虑系统中单台最大容量机组因故障停机以及最大容量发电厂全停的可能性，要留出遇到此等情况时能够迅速调出的事故备用容量。（见电力系统备用容量）

（4）满足其他电力系统的要求。如果与其他电力系统联网运行，在有功功率平衡中要计入电力系统联络线的电力交换：如为受电，按发电对待；如为送电，按负荷对待。

电力系统有功功率平衡的控制　最初，电力系统靠值班调度员（见电力系统调度员）通过电话指挥发电厂运行人员手动调整发电机出力以维持有功功率平衡（见电力系统频率调整），这当然不能保持较好的频率质量；之后采用了自动调频装置（见有功功率与频率自动控制），根据频率偏差值和频差积累量自动控制发电机组的出力，改善了频率质量；现代电力系统使用了能量管理系统（energy management system，EMS），除能自动调整频率外，还能根据负荷变化

提前数小时进行滚动负荷预测，修改发电厂发电计划，以保证有功功率平衡和良好的频率质量。

dianli xitong yuanjian kekaoxing

电力系统元件可靠性 (power system elements reliability) 电力系统元件在规定条件下与规定时间内完成规定功能的能力。电力系统主要由发电机、变压器（见图1）、开关、输配电线路、直流换流站等电气设备所组成，这些电气设备统称为元件。元件根据使用的情况，一般划分为不可修复元件和可修复元件两大类。对电力系统来说，绝大部分元件是可修复元件。不可修复元件是指元件投入使用后，一旦损坏，在技术上就无法修复，或者要修复也十分不经济，其特点是只要注意它从投入使用到首次故障为止的寿命过程。可修复元件是指元件投入使用后，如果损坏，仍能修复并恢复到原有的功能而得以再投入使用，其特点是寿命流程由交替着的工作和修复周期组成。这两类元件的可靠性指标在概念和处理方法上并不相同，但后者是在前者的理论基础上发展起来的。



图1 SFSI9-24000/220型变压器外观
（国家电网公司 提供）

不可修复元件的可靠性 不可修复元件包括电力电子装置、熔断器、电缆等。描述不可修复元件可靠性的主要特性指标有不可靠度与可靠度、故障率、平均无故障工作时间。

(1) 不可靠度与可靠度。元件的不可靠度用不可靠度函数来描述。描述不可修复元件最重要的量是使用寿命，即元件从使用起到失效为止所经历的时间。寿命 T 是一个连续型随机变量，服从一定的概率分布。T 的累积概率分布函数(cumulative probability distribution function, CDF) 定义为

$$F(t) = P\{T \leqslant t\}, t \geqslant 0 \quad (1)$$

$F(t)$ 又可解释为元件的损坏程度，称为元件的故障函数或不可靠度函数，且有 $F(0)=0, F(\infty)=1$。$F(t)$ 的概率密度函数 $f(t)$ (probability density function, PDF) 定义为

$$f(t) = \lim_{\Delta t \to 0} \frac{1}{\Delta t} P\{t < T \leqslant t + \Delta t\} \quad (2)$$

或

$$f(t) = \frac{\mathrm{d}F(t)}{\mathrm{d}t}$$

元件的可靠度就是在给定环境条件下，在时刻 t 前元件不失效的概率，可表示为

$$R(t) = P\{T > t\}, t \geqslant 0 \quad (3)$$

$R(t)$ 是 t 的函数，又称为可靠度函数 (reliability function)。当元件开始使用时，完全可靠，故 $R(0)=1$；当元件工作到无穷大时间之后，完全损坏，故 $R(\infty)=0$。

可靠度函数 $R(t)$ 与不可靠度函数 $F(t)$ 的关系是

$$R(t) = 1 - F(t) \quad (4)$$

(2) 故障率用故障率函数 (failure rate function) 来描述。故障率函数记为 $\lambda(t)$，在时间间隔 Δt 中，$\lambda(t)\Delta t$ 指一个元件在时刻 t 以前处于正常工作的条件下，在 Δt 期间发生故障的概率，用公式表示为

$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \to 0} \frac{1}{\Delta t} P\{\text{在}(t, t+\Delta t)\text{期间故障} \mid t\text{时刻以前正常}\}$$

$$= \lim_{\Delta t \to 0} \frac{1}{\Delta t} P\{t < T \leqslant t + \Delta t \mid T > t\} \quad (5)$$

若 $\lambda(t) = \lambda$，即元件的故障率是常数，则

$$R(t) = \mathrm{e}^{-\lambda t} \quad (6)$$

$$F(t) = 1 - \mathrm{e}^{-\lambda t} \quad (7)$$

$$f(t) = \lambda \mathrm{e}^{-\lambda t} \quad (8)$$

即如果一个元件的故障率是恒定的，那么它的寿命服从指数分布。对于寿命服从指数分布的元件，如果元件在时刻 t 以前正常工作，则在 $(t, t+\Delta t)$ 期间故障概率是一样的，只有指数分布具有这种性质。

(3) 平均无故障工作时间 $MTTF$ (mean time to failure)。它是寿命 T 的数学期望值

$$MTTF = \int_0^\infty t f(t)\mathrm{d}t = -\int_0^\infty t\mathrm{d}R(t)$$

$$= -tR(t)\Big|_0^\infty + \int_0^\infty R(t)\mathrm{d}t$$

因为 $R(0)=1, R(\infty)=0$，所以上式中第一项等于0，故可得

$$MTTF = \int_0^\infty R(t)\mathrm{d}t \quad (9)$$

当故障率为常数时，$R(t) = \mathrm{e}^{-\lambda t}$，则可得

$$MTTF = \int_0^\infty \mathrm{e}^{-\lambda t}\mathrm{d}t = \frac{1}{\lambda} \quad (10)$$

可修复元件的可靠性 电力系统可修复元件包括发电机、变压器、断路器（见图2）、高压母线等设备。一个可修复元件的状态是指该元件在特定时间里所处的特定情况。正确划分状态是分析可修复元件可靠性能指标的基础，也是收集统计元件可靠性性能指标的基础。可修复元件的状态可划分为可用状态及不可用状态（见电力系统可靠性统计）。

可用状态，有时又称为工作状态，即元件处于可以执行它的规定功能的状态。工作状态持续的时间称为连续工作时间。不可用状态有时又称停运状态，即元件由于故障，处于不能执行它的规定功能的状态，停运状态持续的时间称为连续停运时间。除了计划停运外，一个可修复的电力元件处在可用状态或不可用状态是随机的，其寿命过程处在不断交替的工作状态和停运状态。

可修复元件的可靠性指标主要有可靠度、可用率、不可靠度、不可用率、故障率、平均无故障工作时间、修复概率、修复率、平均修复时间等。

(1) 可靠度 $R(t)$ (reliability at time t)。元件在起始时刻正常的条件下，在时间区间 $[0, t]$ 不发生故障的概率。



图 2　LW10B-363 型分相操作断路器

（2）可用率 $A(t)$（availability at time t）。元件在起始时刻正常工作的条件下，时刻 t 正常工作的概率。

可靠度与可用率的不同在于：可靠度的定义中要求元件在时间区间 $[0, t]$ 连续地处于正常状态，而可用率则无此要求。如果一个元件在时刻 t 前发生过故障但又修复，而在时刻 t 处于正常状态，那么对可用率有贡献，而对可靠度没有贡献。因此一般可用率 $A(t)$ 大于或等于可靠度 $R(t)$。

$$A(t) \geqslant R(t) \tag{11}$$

对于不可修复元件

$$A(t) = R(t) \tag{12}$$

（3）不可靠度 $F(t)$（unreliability at time t）。可修复元件在起始时刻处于正常状态的条件下，在时间区间 $(0, t)$ 发生首次故障的概率，因为元件在时刻 t 或处于首次故障或处于正常状态，故

$$R(t) + F(t) = 1 \tag{13}$$

（4）不可用率 $Q(t)$（unavailability at time t），或记为 $\overline{A(t)}$。可修复元件在起始时刻处于正常状态的条件下，时刻 t 处在故障状态的概率。因为元件在时刻 t 不是处在正常状态，就是处在故障状态，故有

$$A(t) + Q(t) = 1 \tag{14}$$

不可靠度与不可用率不同，一般不可用率小于不可靠度。

$$Q(t) \leqslant F(t)$$

对于不可修复元件，则有

$$Q(t) = F(t) \tag{15}$$

（5）故障率 $\lambda(t)$（failure rate）。元件从起始时刻直至时刻 t 处于正常状态的条件下，在时刻 t 以后单位时间内发生故障的概率。$\lambda(t)\Delta t$ 表示元件从起始时刻直至 t 时刻处于正常状态，在 $(t, t+\Delta t)$ 期间发生故障的概率。

（6）平均无故障工作时间 $MTTF$（mean time to failure）。无故障工作时间的数学期望值为

$$MTTF = \int_0^{\infty} tf(t)\mathrm{d}t \tag{16}$$

式中 $f(t)$ 为不可靠度函数 $F(t)$ 的概率密度函数。

（7）修复概率 $G(t)$（repair probability at time t）。元件在起始时刻故障的条件下，在时间区间 $(0, t)$ 修复的概率。修复概率分布函数 $G(t)$ 在性质上与不可靠度函数 $F(t)$ 是相似的。对于不可修复元件，$G(t)$ 都等于零。对于可修复元件，$G(t)$ 是一个单调递增函数。

（8）修复率 $m(t)$（repair rate）。元件在起始时刻直至时刻 t 故障的条件下，在时刻 t 以后单位时间内修复的概率。对于不可修复元件，$m(t)$ 等于零；对可修复元件，若 $m(t)$ 为常数，则表示元件无论何时故障，只要时间间隔相同，那么元件被修复的机会相同。

（9）平均修复时间 $MTTR$（mean time to repair）。修复时间的期望值为

$$MTTR = \int_0^{t} t \cdot g(t)\mathrm{d}t \tag{17}$$

式中 $g(t)$ 为修复概率分布函数 $G(t)$ 的概率密度函数。

参考书目

郭永基．电力系统可靠性分析．北京：清华大学出版社，2003.

dianli xitong yunxing

电力系统运行（electric power system operation）

充分和合理地利用电力系统中能源和设备能力，稳定地向各类电力用户输送和提供充足可靠而且质量合格的电力和电能的生产过程。为了满足电力系统的实际运行要求，首先应当在电力系统的规划和设计阶段充分考虑到生产运行的实际需要，其中包括：建设相应的发电厂和电力网；为了适应系统运行状况不断变化的情况，提供相应的有功功率及无功功率（频率及电压）调节手段；考虑设备检修、间歇性能源发电和负荷预测误差以及电力设备故障等因素的影响，安排相适应的有功功率及无功功率备用容量；为了保证电力系统的安全运行和经济运行，配置相应的配套系统，如继电保护系统、电力系统专用通信网、调度自动化系统等（见电力系统中期发展规划）。上述这些基本条件影响并决定了电力系统运行的质量水平和满足用户要求的能力，其中的主要方面在许多国家都已有明确的规定。

电力系统运行分为正常运行与非正常运行（包括异常情况及事故情况）两种。在电力系统正常运行时，通过控制（自动与手动），保证设备安全、系统稳定和电能质量，并在此条件下求得经济性；如果电力系统在受到扰动（负荷变化、发电出力波动、倒闸操作、各种电力设备故障等）后，可能失去稳定和发生异常情况，则为非正常运行。对于后者，必须妥善处理（自动控制与手动控制），否则可能损毁设备，造成大面积停电，甚至导致系统瓦解（见电力系统瓦解）。

电力系统正常运行

电力系统正常运行时，必须使所有运行设备的电流、电压及频率在允许的幅值与时间范围内保持稳定，即保证功角稳定、电压稳定与频率稳定；必须保证合格的电能质量。

功角稳定　电力系统受到扰动后将使各发电机组的机械输入与电力输出产生短时的不同程度的不平衡，使并列运行的各发电机组转速发生相应的不同变化。电力系统由此而出现摆动（电流、电压、功率等电气量的周期性或非周期性变化）。如果摆动逐渐衰减以至消失，所有的发电机都能以同步速度运转，则称电力系统保持了功角稳定，否则将失去功角稳定。失去功角稳定后，会造成大面积停电甚至系统瓦解。各国电力系统的运行经验证明，有了合理的电力网结构，并配置相应的继电保护等自动装置，电力系统可以有较高的稳定性。功角稳定包括静态稳定、暂态稳定和动态稳定等。（见电力系统功角稳定）

电压稳定　电力系统应保证用户供电电压质量以及受到干扰（例如发生故障）后不发生电压崩溃。电力系统各点电压不尽相同，但必须维持在正常范围内，这时电力系统才能保持安全稳定运行。如果电力系统中某些地区电压降得很

低，则会引发电压崩溃，造成局部电网瓦解，这种情况称为电压失去稳定，即电压失稳（见电力系统电压崩溃）。电压稳定与电力系统无功功率平衡状况、无功电源配置、网络结构、运行方式、负荷特性等因素有关（见电力系统电压稳定）。电力系统应做到无功功率分区（按网络结构）、分层（按电压等级）平衡，避免大量长距离输送无功功率。在正常运行时，要利用一切无功电源（发电机、调相机、补偿电容器、静止补偿器、并联电抗器等）的调节能力和调整手段（如改变带负荷调压变压器分接开关位置、改变运行接线方式等）来维持电压在正常范围内。电力系统还须安装自动低压减负荷装置，以避免发生电压崩溃。

频率稳定 电力系统各点的频率在正常情况下基本一致，其变化在规定的允许范围内，这时电力系统能保持安全稳定运行。当电力系统受到大干扰造成有功功率严重缺额时，电力系统的频率会急剧下降甚至引发频率崩溃，造成系统瓦解，这种情况称为频率失去稳定，即频率失稳（见电力系统频率崩溃）。电力系统在正常运行时应保持足够的备用容量（见电力系统备用容量）并利用一切调整频率的手段（例如安装在发电机组的自动发电控制装置和指定的调频机组等）以维持频率在正常范围内。电力系统还须安装自动低频减负荷装置，以避免发生频率崩溃。

电能质量 电能质量是保证电力系统运行稳定，发电厂工作正常，电力和用电设备安全高效，用户用电满意的必要条件。频率和电压是衡量电能质量的两个重要指标。电力系统运行要保持频率和电压变动在允许偏差之内，超出允许偏差，不仅影响用户的用电质量，更威胁电力系统本身的安全稳定运行。衡量电能质量的指标还有：电压波动和闪变；供电电压允许偏差；公用电网谐波；间谐波；电压不平衡度；暂时过电压和瞬态过电压。有的把供电可靠性（见配电系统可靠性评估）也作为电能质量指标。（见电能质量）

频率质量 稳态情况下，全电力系统运行于同一频率。全系统的有功功率的综合平衡情况决定了电力系统的运行频率，当全系统总发电功率大于总负荷（包括用电负荷、发电厂厂用电、电网损耗）时，频率升高，反之则降低。电力系统的频率标称值（额定值）一般为50Hz或60Hz。系统频率的实际值和标称值之差称为频率偏差。频率偏差分为瞬时偏差与积累偏差，前者一般规定的允许值为±0.1Hz，在大的互联电力系统中，实际运行中的偏差远低于此值；后者一般规定为10s（电钟指示与标准钟的偏差）。中国国家技术监督局于2008年12月发布的电能质量标准中，规定中国电力系统标称频率为50Hz，允许偏差为±0.2Hz，当系统容量较小时，偏差值可以放宽到±0.5Hz。（见电力系统频率）

电压质量 电力系统内各点电压水平，分别取决于电源电压及其供电范围内的无功功率平衡情况，在同一时刻各不相同。有足够的合理配置的无功电源和灵活的调整手段，则可保持良好的电压质量；无功功率不足或过剩以及不合理的流动会使电压过低或过高，从而影响电力设备与用电设备效率和寿命及用户产品的产量与质量。低电压还危及电力系统的稳定运行。各国对电力系统的电压质量标准都有明确规定。（见电压质量）

电压波动和闪变 由冲击负荷（如炼钢电弧炉、轧钢机、电弧焊机等）在生产（或运行）过程中周期性地从供电网中取用快速变动功率所引起的电压突然猛降、冲击过后电压又恢复的现象。电压波动和闪变会对附近用户的照明和生产过程产生不良影响。各国对电压波动和闪变的允许值都做了具体规定。可采用专用的响应速度快的补偿设备（如静止无功补偿器）削弱电压波动和闪变。（见电压波动和闪变）

供电电压允许偏差 各国对供电电压允许偏差都做了规定。中国的规定是：35kV及以上供电电压正、负偏差的绝对值之和不超过额定电压的10%；20kV及以下三相供电电压允许偏差为额定电压的±7%；220V单相供电电压允许偏差为额定电压的+7%、−10%。

公用电网谐波 用户中的电弧炉，大容量变流装置，大量的中、小容量非线性负荷所产生的大幅值谐波电流注入电力系统，使得原来的正弦电压波形发生畸变。电力网中运行变压器因铁芯饱和也会产生谐波。谐波会加速绝缘老化，缩短设备寿命，使设备损耗增加而效率降低；可使并联电容器等设备因产生谐振而损坏；能影响某些继电保护装置的正确动作。因此，各国对用户产生的谐波电流值做了限制规定，还规定了电力系统谐波电压的限值。（见波形质量）

间谐波 非工频频率整数倍的谐波。间谐波往往由较大的电压波动或冲击性非线性负荷所引起，所有非线性的波动负荷，如电弧焊、电焊机、各种变频调速装置、同步串级调速装置及感应电动机等均为间谐波波源，电力载波信号也是一种间谐波。（见波形质量）

电压不平衡度 三相电力系统中三相不平衡的程度，用电压或电流负序分量与正序分量的方均根值百分比表示。三相电压不平衡主要来源于大功率单相负荷，如单相电力机车、电弧炉等。输电线路换位不完全或非全相运行也会产生不平衡电压。在配电系统中，用户单相负荷在三相上分配不均也会产生不平衡电压。

三相电压不平衡在系统中产生负序、零序电压和电流。负序电流在发电机和电动机中产生附加发热和振动；零序电流对邻近的通信线路产生干扰。

各国对三相电压不平衡度都做了规定。中国的规定是：电力系统公共连接点正常电压不平衡度允许值为2%，短时不得超过4%。

暂时过电压和瞬态过电压 暂时过电压是在给定安装点上持续时间较长的不衰减或弱衰减的（以工频或其一定的倍数、分数）振荡的过电压，包括工频过电压和谐振过电压；瞬态过电压是持续时间数毫秒或更短，通常带有强阻尼的振荡或非振荡的一种过电压，包括操作过电压和雷电过电压，它可以叠加于暂时过电压上。过电压易造成设备或线路绝缘击穿损坏，甚至大面积停电。中国国家标准GB/T 18481—2001《电能质量　暂时过电压和瞬态过电压》规定：工频过电压的允许值根据电压等级的不同有所差异；对于谐振过电压，系统中应采取防止措施，避免出现谐振过电压的条件，或用保护装置限制其幅值和持续时间；操作过电压受许多随机因素的影响，其波形参数、幅值都是随机的，允许值由电压等级和操作类型确定；雷电过电压有雷直击导线、塔顶或避雷器后反击导线而产生的过电压以及雷击于线路及其附近的地面，由于电、磁场的激烈变化产生的感应过电压。（见电力系统过电压）

电力系统非正常运行

对供电影响较大的电力系统非正常运行（包括异常情况运行和事故情况）主要有设备过负荷、非同步运行、电压崩溃、频率崩溃、次同步谐振、低频振荡、自励磁、同步发电机短时失磁异步运行等。

设备过负荷 电力系统载流设备（如线路、变压器、断路器等）在电力系统发生异常或事故时产生的超过额定容量或额定电流的现象。一般采用投入备用容量、改变运行方式、限制局部用电负荷的方法来消除过负荷。（见电力系统负荷）

非同步运行 电力系统中同步运行的发电机，因某种扰动，其中一台或若干台与其他发电机失去同步。发电机的功角、电流、功率、电压大幅度周期性波动，以至发电机无法继续运行；电网中的功率和电压也发生大幅度周期性波动，有的地点电压会降得很低，大批用户因低电压而被切除，受影响大的发电机和输电线路也可能跳闸。

对此，有可能通过电力系统调度员紧急调整送电端与受电端发电机出力，或在某些自动装置的动作下而使振荡逐渐消除，发电机恢复同步运行；也可能由事先经过设计、安装的失步解列保护动作，在预选的解列点将非同步运行的两部分系统解列，解列后的两部分系统各自稳定运行，然后经调度人员分别调整频率，达到同步时使两部分系统恢复并列。但如处理不好，则可能扩大为大面积停电事故。（见并列与解列）

电压崩溃 在无功电源不足、运行电压很低的地区，负荷的少许增长就可能使电压低于临界值而导致电压崩溃。大量受电地区，当失去大容量无功电源或有功电源时，也有发生电压崩溃的危险。因此，在电力系统各个地区的无功功率必须平衡，受电地区应有相应的紧急无功备用电源，并在必要时安装一定数量的自动低压减负荷装置或低电压解列装置，还要做好手动切除负荷的措施。当电力系统出现较弱的运行方式（如重要设备检修、事故等）或负荷超常增长时，应检验发生电压崩溃的可能性并制定防范措施。（见电力系统电压崩溃）



SCS-200A 型频率电压紧急控制装置

频率崩溃 为防止电力系统因突然发生大量有功功率缺额引起频率崩溃，在系统正常运行时，除保持频率在允许偏差之内和留有按规定要求的运行备用容量（见电力系统备用容量）外，必须安装自动低频减负荷装置，并准备好手动切除负荷的措施。（见电力系统频率崩溃）

次同步谐振 发生在电力系统中低于同步频率的一种电气与机械参数的谐振现象。当系统中的电感、电容谐振元件（如串联补偿输电线路）遇有扰动（如电网进行操作或发生故障）时，有可能激发次同步电磁谐振，此种谐振的频率低于电力系统的同步频率。次同步电磁谐振是在发电机定子磁场与转子磁场相互作用下派生出一种以滑差（次同步电磁谐振频率与同步频率之差）为频率的电磁谐振。通常，把发电机组的大轴看成是由多个质量块连接起来的弹性体，在同步旋转的同时各质量块之间会发生相互扭转的振荡，即扭振，扭振的自然频率也在次同步范围内。一般情况下，扭振在阻尼的作用下会逐步衰减而平息。但当派生的滑差频率与某一扭振的自然频率相同或相近时，就有可能引起共振，使扭振增强。次同步谐振会缩短发电机组大轴的寿命，甚至损坏发电机组大轴。（见电力系统振荡）

低频振荡 发生在互联电力系统联络线上的或发生在系统内部某一台发电机组（有时是一个发电厂）对其他发电机组的频率很低的功率振荡，振荡频率一般在 0.1～2Hz 之间。有时振幅会逐渐增大，导致失去同步稳定，后果严重。发生低频振荡的条件是电力系统的某些地点出现了数值较大的负阻尼。负阻尼一般是由发电机的自动调节励磁系统（如晶闸管快速励磁装置）和原动机的调速系统产生的。当电力系统受到一些小干扰（如发电机组调节负荷）时有可能激发低频振荡。低频振荡在正阻尼作用下很快消失，但在负阻尼作用下会得到增强，长时间不能消失，波及面很广。在中国和欧洲、美国等一些国家和地区的某些电力系统中都发生过。普遍采取的技术措施是在发电机的励磁系统中安装电力系统稳定器（power system stabilizer，PSS），可以有效地抑制低频振荡。

自励磁 发电机与装有串联电容补偿的输电线路相连或只带一条空载长距离输电线路，在一定条件下，会发生参数谐振而使发电机自励磁，以致引起机组振动和损坏发电机绝缘。除在输电线路设计时考虑采取措施（例如装设并联电抗器等）外，在事故全停后恢复系统的操作过程中，也是一个必须事先做好细致分析的重要问题。

异步电动机也可能发生自励磁。（见电机自励磁）

同步发电机短时失磁异步运行 正常运行中的同步发电机组，如果突然失去励磁电压，将立即转入异步状态，除了从系统吸取大量无功功率外，还将因异步运行而危及转子的安全。对于水轮发电机组，一般应立即从电力系统中断开；对于汽轮发电机组，只要发电厂本身或系统能够提供紧急的无功功率支持，使发电厂运行电压能维持一定水平，又能够保持（或在自动切换电源后）厂用电的正常工作，同时快速降低发电机的有功出力到一定值，则可允许短时失磁异步运行，待励磁迅速恢复后即可被拉入同步。但大容量机组现在都装有失磁保护，一旦失磁立即从系统中断开。

电力系统运行控制

电力系统的有功与无功出力必须时刻与负荷保持平衡，以保证合格的电能质量；对随时可能发生的事故和异常情况必须及时处理，以保证不扩大事故并迅速恢复正常供电；对发电、输电等电气设备的运行参数需要连续进行监测，以保证安全经济运行。因此对电力系统必须施行不间断的控制。控制以人员（电力系统值班调度员）为主导，并辅以自动控制装置。

在控制的组织方面，对设备众多、覆盖面广、容量很大的电力系统，按各级调度机构的管辖范围，实行分级控制。（见电力系统调度管理）

电力系统运行控制包括正常情况下的运行控制和事故情况下的运行控制。

正常情况下的运行控制 主要包括有功功率与频率和无功功率与电压的管理及控制。

有功功率与频率的管理及控制 主要任务是保持电力系统运行频率在规定的允许偏差之内，并对电力系统及其设备进行安全经济的运行监控。管理与控制的主要内容包括：①在预测负荷和排定的发电机组、输电设备检修计划的基础上，编制电力系统运行方式及发电调度计划，使设备不过负荷，不超过稳定极限并符合可靠性要求，发电机组的出力分配符合经济调度要求（见电力系统日调度计划）；②由电力系统值班调度员通过操作完成运行方式所规定的系统运行接线，并依发电调度计划和频率的变化对发电出力进行控制。现代电力系统采用能量管理系统（energy management system, EMS）对发电机组实行自动控制，同时保持频率质量（调频）（见电力系统频率），按规定的功率曲线调整互联系统间的交换功率，并根据负荷的增减按经济调度原则在发电机组之间分配发电出力的增减，同时对潮流（电力网中的功率分布）进行安全分析。调度员通过自动监控系统监视发电厂出力、系统潮流，遇有超过允许范围（或自动越限报警）即可及时调整。

无功功率与电压的管理及控制 主要任务是保持电力系统内各点电压在允许偏差之内。其主要内容包括：①无功功率的电源与负荷的运行控制采取分层分区就地平衡的原则，在不同电压等级电力网之间和地区之间尽可能不输送无功功率，无功电源要设有必要的备用（在受电地区尤为必要）；②制定电压中枢点的电压曲线和明确其最低电压极限值，作为运行控制的准绳；③管理主要变压器分接开关运行位置；④运行电压维持高水平以利于系统稳定和经济运行，利用电抗器、调相机、发电机等吸收高电压电力网大量富余的充电无功功率，防止低谷负荷时电压过高。

事故情况下的运行控制 主要有事故过程控制与部分系统全停后的恢复控制。

事故过程控制 主要包括：①使发生事故的部分迅速与其他部分隔离，切除其电源，这由继电保护装置来完成；②不使事故扩大，尽量缩小其影响范围，缩短其影响时间，这由安全自动装置和人员的判断与操作来完成。事故是多种多样的，其中对电力系统影响严重的有非同步运行、电压失稳和频率失稳。

（1）非同步运行控制的目的是平息振荡，方法有：①在送端减少发电机出力，而在受端增加发电机出力或减少负荷。有的手动执行，有的自动执行，即送端由线路断路器跳闸时联切发电机或联动快关汽轮发电机汽门、电气制动等，而在受端则可采取集中切负荷或分散切负荷措施。②在事先选定的解列点，通过自动装置将系统解列，解列后要通过控制，保证两部分系统各自稳定，且发电出力与负荷基本平衡。解列后经调整达到同步时再并列（见解列与并列）。

（2）电压失稳控制主要是增加无功出力，拉开电抗器和减少负荷，以阻止电压继续下降。在无功电源全部投入之后，如果电压仍继续下降，迅速切除部分负荷是唯一的措施。在必要的地区安装自动低压减负荷装置与事先排定手动切除负荷的顺序表。待电压恢复到允许范围之内，再逐渐向被切除的负荷供电。

（3）频率失稳控制主要是增加有功出力、减少负荷和保持发电厂厂用电少受影响。为防止频率失稳，电力系统中除应装有水电机组低频自起动或由调相自动改发电等装置外，必须配置自动低频减负荷装置，并采取解列部分机组单带厂用电和部分负荷的措施。作为备用手段，仍必须安排手动切除负荷的顺序。待频率正常后，再逐步恢复被切除负荷的供电，同时须注意不可使频率波动过大。

部分系统全停后的恢复控制 部分系统全停是电力系统的一部分与其他部分的联络线全部中断而这一部分系统内部发电厂又全停。高电压大容量电力系统部分全停后的恢复是一个复杂的运行控制问题，更因全停较少发生，极易由于调度员遇事忙乱而拖延恢复时间，甚至再次发生人为事故。因此，每个电力系统要从最坏的情况考虑，研究分析本系统可能发生的部分全停的情况，预先制定具体可行的恢复步骤。

部分系统全停后的恢复控制主要包括：①首先建立起动电源，包括水电机组或是自动解列单独运行保持某局部厂用电的火电机组，或是可以迅速恢复的外部系统备用电源；②起动电源送到发电厂之后，起动发电机并使之逐步带上与其出力相适应的负荷；③恢复高压电力网，同时向更多的发电厂提供起动电源和向变电站提供电源，操作中必须采取措施防止向空载高电压线路充电产生过电压和发电机自励磁；④尽快与电力系统正常部分恢复并列，使单独运行的发电厂并列和恢复系统正常接线方式或转到事故后接线方式（见电力系统运行接线方式）；⑤随着发电出力的增长，逐步恢复供电，但必须对所恢复的负荷心中有数，使发电出力有可调裕度，防止频率和电压再度降低。在整个恢复过程的操作中，须注意继电保护装置整定值的配合，更要注意对系统通信电源的优先供电。

参考书目

王梅义，吴竞昌，蒙定中．大电网系统技术．2版．北京：中国电力出版社，1995.

dianli xitong yunxing fangshi

电力系统运行方式

(operation scheme of electric power system) 电力系统调度部门编制的电力系统生产和运行的技术方案。从时间上分，有年、月、日的，月、日方式是年方式的具体体现和延续；从使用上分，有正常、检修、事故后的，等等。它们之间互相渗透、联系紧密。内容不完全相同，研究的重点也不同。

电力系统年度运行方式 主要内容有：①根据有关部门提供的资料预测出电力系统分月最大负荷；②根据新的发电和输变电设备的计划投产时间及水文情况，按月编制电力系统最大可调出力；③与互联的各个电力系统商定的电力系统联络线每月电力、电量交换计划；④根据前三项内容按月编制电力系统的电力、电量平衡表和备用容量表；⑤发电和输变电设备检修计划进度表；⑥编制水库控制运用计划；⑦电力系统各厂站母线短路容量表；⑧电力系统正常与主要设备检修方式下的功率分布图；⑨电力系统无功功率平衡及调整措施和电压中枢点电压水平及电压调整措施；⑩电力系统正常运行与主要设备检修的接线方式；⑪电力系统有功功率与无功功率的经济调度方案；⑫电力系统自动低频减负荷装置

整定方案；⑬电力系统主要输电线路的送电极限表，电力系统稳定性分析及提高稳定的措施；⑭电力系统各级调度机构事故紧急限电序位表；⑮电力系统安全自动装置整定方案及使用规定；⑯对继电保护配置和整定的要求；⑰对调度自动化系统功能的要求和对通信信息传输的特殊要求等。

电力系统年度运行方式的编制从负荷预测和有功功率、无功功率平衡开始，然后进行短路容量、功率分布、稳定、经济调度、内部过电压、可靠性分析等专题计算，在计算分析的基础上，结合运行经验编制得出。

短路容量计算是为了校验各厂、站的开关等电气设备、架构和接地网等能否耐受短路故障冲击。一般计算出各厂、站母线三相短路容量，再同设备、架构和接地网的设计标准进行比较。对有效接地系统，还要用单相接地短路容量再校核。如果设备不能满足要求，在年度运行方式中要提出采取减小短路容量（如断开环路等）、更换开关设备以至对变电站、电力网进行改造等措施的建议。

功率分布计算是对电力系统正常运行方式、主要设备检修运行方式及特殊运行方式（如水电大发）进行功率分布计算，用以检验载流设备（如输电线、联络变压器）是否过负荷、发电厂的出力是否受限制，了解全网电压水平、功率流向及网损等。根据计算结果提出消除过负荷、调整电压、减少网损的措施。

稳定计算分析的内容是：计算主要输电线路在电力系统正常运行方式和主要设备检修运行方式下的暂态稳定和静态稳定极限，编制出输电线路送电极限表；对电力系统按电压等级分层、按地区分块进行稳定性分析，尤其要分析失稳过程和失稳后电力系统的状况；根据计算分析结果，确定提高稳定性和防止电力系统崩溃的技术措施。

经济调度计算是对电力系统有功负荷和无功负荷进行最佳分配，求得生产成本最小，从而提高电力企业的经济效益。（见电力系统经济调度）

电力系统内部过电压计算是对电力网发生故障或倒闸操作时产生的过电压进行校验计算，如超过规定则必须采取措施。为限制内部过电压，在运行方式上通常的做法是：①保持电网内部有较强的联系；②发电机组投入运行的总容量足够多；③投入电抗器；④规定倒闸操作的必要条件等。

电力系统可靠性分析是在年度运行方式基本确定之后，对全系统进行可靠性分析，重点是接线方式的可靠性。

电力系统正常运行方式 保障电力系统在正常状态下（包含发电机组检修）安全经济运行的方式。它是根据有关部门提供的计划资料和电力系统运行记录，经过综合计算分析，由调度部门编制出来的。正常运行方式体现在年、月、日的运行方式中，它们的区别在于有效期限不同，内容的侧重点也不同。

对电力系统正常运行方式的要求主要是：①对用户充分供给质量合格的电能（热能）；②电力系统中所有设备不出现过负荷，不产生超过规定的运行过电压，所有输电线路的输送功率都在稳定极限以内；③有符合规定的发电有功功率及无功功率备用容量；④电力资源得到合理利用；⑤系统间联络线送受电力、电量符合协议（合同）规定；⑥继电保护及安全自动装置配置得当且整定正确；⑦电力系统运行符合经济性要求；⑧电网结构合理，有较高的可靠性、稳定性和抗事故能力；⑨通信畅通，信息传送正常。

电力系统正常运行方式的基本内容包括：①电力系统负荷预测；②电力、电量平衡计划；③各发电厂发电计划；④系统间联络线送受电力、电量计划；⑤主要设备检修计划；⑥电力系统运行接线方式；⑦水库运用计划和抽水蓄能发电厂的运行方式；⑧风功率预测和风电场运行方式；⑨电力系统经济调度方案；⑩输电线路稳定极限表；⑪继电保护与安全自动装置整定方案；⑫提高电力系统安全稳定性的措施；⑬事故紧急限电序位表；⑭有关重大倒闸操作的要求和主要步骤；⑮典型事故处理方案。

电力系统检修运行方式 电力系统中主要设备检修时的运行方式。编制电力系统检修运行方式的目的是保证在检修时系统仍能正常运行。电力系统的主要设备可分为两大类：①一次设备，包括发电设备（发电机、锅炉、汽轮机、水轮机、燃气轮机、核反应堆等）和输变电设备（输电线路、变压器、母线、断路器等）；②二次设备，包括仪表、发电厂和变电站内部控制系统、继电保护和安全自动装置等。当主要设备检修时，会引起电力系统运行情况的较大变化，如输电线路输送功率大幅度变化、系统稳定性降低、局部地区电压质量下降、局部电网解列单独运行等。当主要设备检修和某些继电保护装置校验时，必须事先编制好相应的运行方式，制定提高系统安全稳定的措施。

编制检修运行方式应进行功率分布计算、稳定极限校验、电力平衡、水库运用计划调整、保障供电可靠性、短路容量检验、校核继电保护整定值、安排通信方式等工作。

（1）功率分布计算。大容量发电机组检修或主干线路检修使环路打开，会引起电网中功率分布有较大变化。功率分布计算是要检验有无设备过负荷，局部地区电压有无异常（偏高或偏低），发电厂的出力是否受到限制等。为减轻设备检修对系统运行的影响，最好将发电设备与输变电设备一起配合检修，或与大容量用户设备的检修相配合。

（2）稳定极限校验。进行必要的稳定计算，确定检修期间的送电极限或临时采取提高稳定的措施。

（3）电力平衡。当局部系统因输电线路检修而单独运行时，要考虑独立系统的有功功率与无功功率平衡以及电能质量问题。还要检验独立系统的自动低频减负荷装置等安全自动装置所切除的负荷容量是否满足要求，必要时需事先限制用电负荷并制订事故紧急限电序位表，以防止发生频率崩溃或电压崩溃。（见电力系统电力平衡、电力系统频率崩溃和电力系统电压崩溃）

（4）水库运用计划调整。以防洪和保持下游工农业用水为主的水库，不得因水轮发电机组检修而影响下游用水。水轮发电机组检修一般安排在非汛期和下游用水较少的季节，以减少弃水损失。

（5）保障供电可靠性。主要设备检修时，通常会降低对用户供电的可靠性。为此，除尽量投入备用设备外，还可以适当调配变电站的负荷，改变系统运行接线方式，投入备用电源自动投入装置等。

（6）短路容量检验。检验是否满足开关设备、继电保护装置及直流输电线路或变频设备对短路容量的要求，否则需要采取改变系统运行接线方式等措施。

（7）校核继电保护整定值。对于不常见的特殊检修方式

（如多个设备重叠检修等），继电保护装置可能由于灵敏度不够或无选择性而不能正确动作。必要时要临时改动继电保护整定值。

（8）安排通信方式。当输电线路检修时，相应的载波通道也全部中断，此时需倒用其他通道。

电力系统事故后运行方式　电力系统在发生事故之后可以暂时维持运行所编制的非正常运行方式。事故后运行方式多是针对电力系统运行的薄弱环节按可能发生的影响较大的事故而编制的。电力系统处于事故后运行方式时，其可靠性下降。作为向正常运行方式过渡的临时运行方式，其持续时间应尽量缩短。这主要取决于：①电力系统各级调度人员能否迅速正确处理事故；②备用设备投入运行的速度；③因故障而损坏的设备的修复速度或采取替代措施的速度。研究电力系统发生事故后的状态并编制出相应的运行方式，可以指导各级调度人员正确处理事故，减少对用户的影响，并可事先采取各种防范措施。

事故后运行方式的主要内容有：①制订事故后的电力平衡方案，以维持频率和电压值在允许偏差范围内。确定功率过剩时调整出力的发电厂以及迅速停机的机组；确定功率缺额时某些发电机组临时过负荷的数额及时间，紧急调用的备用机组和必要时切除的用电负荷。②确定对已停电的用户尽快恢复供电的措施。③提出应急接线方式，消除设备过负荷。④经过计算，事先给出事故后主要输电线路的稳定极限，供调度人员应用。⑤提出最优并列方案，使解列的系统尽快恢复并列。⑥减少水电厂弃水的措施。⑦紧急情况下各发电厂保厂用电的措施。⑧事故紧急限电序位表。⑨继电保护与安全自动装置紧急调整方案。⑩防止事故扩大的措施。

应将电力系统事故后运行方式编写成文字资料，置于各级调度人员的案头或存储于计算机中，以备随时调用。

参考书目

王维超，张明，胡堃．电力系统运行方式．北京：中国电力出版社，2009.

dianli xitong yunxing jiexian fangshi

电力系统运行接线方式

（operational connection scheme of electric power system）　电力系统各级调度部门在所辖范围内根据电力系统安全与经济运行的需要所安排的电力系统中发电厂、变电站/所（包括开闭所）、换流站和输配电线路等之间的连接方式。电力系统运行接线方式是在电力系统现有结构的基础上通过倒闸操作而实现的。

运行接线方式类别　有按结构分类和按功能分类两种分类方式。

按结构分类　有辐射状、环状、网状等。一般多为由这些形态组合而成的复杂环网。（见电力网结构）

按功能分类　有正常运行、特殊运行、事故后运行三种接线方式。

（1）正常运行接线方式。电力系统经常使用的、保持安全稳定经济运行的接线方式。正常运行接线方式的运行时间长，是其他方式的基础。有些设备检修时只需在正常接线方式上做小的改变，这种接线方式也属于正常接线方式的范畴。所以，正常接线方式可以有多种。

（2）特殊运行接线方式。电力系统遇有特殊情况时采用的运行接线方式，它与正常运行接线方式有很大的不同。一些主要设备检修、水电大发、水库枯水期、大容量发电厂分期投产、变电站改建、电力网改造以及高一级电压电力网初建的过渡阶段等，都需要采用特殊的运行接线方式，尽可能保持较高的安全可靠性。

（3）事故后运行接线方式。电力系统发生事故后为了减小对用户停电的影响或在某些设备暂时退出运行的情况下所采用的临时运行接线方式，如将备用的线路或变压器投入运行，将运行的环路打开或将断开的环路合入，在预先选定的地点将电力系统解列等（见并列与解列）。应尽可能缩短事故后运行接线方式的运行时间。

电力系统运行接线方式的编制　接线方式是电力系统运行方式的主要内容之一，编制时应考虑功率分布、短路容量、电力系统安全和稳定、电力系统调峰、继电保护和电力系统内部过电压等因素。

功率分布　要满足以下要求：①发电厂发出的电力可以全部送出（受电力系统结构限制者除外）；②实现互联电力系统的交换电力和过网电力；③所有载流元件不过负荷；④所有线路输送的功率不超过稳定极限；⑤各发电厂、变电站母线电压在合格范围内；⑥电力网中的功率损耗较小。

短路容量　检查所采用接线方式下电力系统各处的短路容量是否超过各发电厂、变电站等的断路器遮断容量和隔离开关、母线以及架构和地线网的设计强度。如有超过，则需采取降低短路容量的措施。常用措施有：①断开环路（包括减少并联支路的数目）；②减少变压器中性点直接接地点的数目；③停用线路的自动重合闸等。

电力系统安全和稳定　安排的运行接线方式应使电力系统有较高的安全稳定性，并应符合中国《电力系统安全稳定导则》所规定的静稳定储备；发生事故时保持电力系统稳定和事故后的安全运行，发生严重事故时电力系统不能瓦解（见电力系统瓦解）。

电力系统调峰　运行接线方式应能适应发电机组开停或抽水蓄能机组改变运行工况等调峰措施所引起的电力网中的功率变化。（见电力系统调峰设计）

继电保护运行　接线方式应与运行中的继电保护的要求相配合，例如适当安排变压器中性点直接接地点的数目和分布等。特殊情况下，为适应继电保护定值的配合，需要打开一些环路或在某一区域内保留一定容量的发电机。

电力系统内部过电压　运行接线方式应保证在正常运行中和在进行倒闸操作时，发电机不产生自励磁，电力系统不发生谐振过电压，工频和操作过电压在允许范围内。（见电力系统过电压）

dianli xitong yunxing zhuangtai

电力系统运行状态

（operation states of electric power system）　电力系统在不同运行条件（系统接线、出力配置、负荷水平、故障等）下的运行状况。电力系统的运行条件一般可采用三组方程式来描述。一组微分方程式用来描述系统元件及其控制的动态规律；两组代数方程式分别为电力系统运行的等式和不等式约束条件。等式约束条件就是系统发出的有功和无功功率应在任一时刻都与系统中随机变化

着的总的有功和无功负荷（包括电网耗损）相等。这是电力系统正常运行的必要条件，可用下列数学公式表示

$$\sum_i P_{Gi} - \sum_j P_{Lj} - \sum_s \Delta P_S = 0$$

$$\sum_i Q_{Gi} - \sum_j Q_{Lj} - \sum_s \Delta Q_S = 0$$

式中 P_{Gi}、Q_{Gi} 为发电机或其他电源设备发出的有功和无功功率；P_{Lj}、Q_{Lj} 为各种负荷的有功和无功功率；ΔP_S、ΔQ_S 为电力系统中各种有功损耗和吸收的无功功率。

不等式约束条件就是涉及系统安全运行的某些参数（如母线电压、线路功率等），应处于系统或设备安全运行的允许范围之内（上限及下限），可表示为

$$U_{i\min} \leqslant U_i \leqslant U_{i\max}$$

$$P_{Gi\min} \leqslant P_{Gi} \leqslant P_{Gi\max}$$

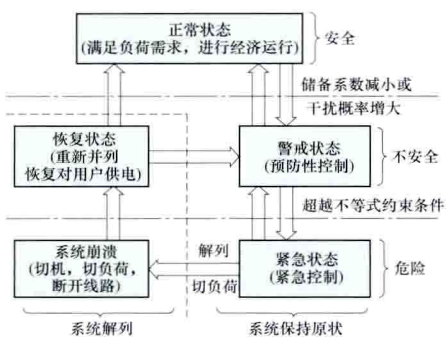
$$Q_{Gi\min} \leqslant Q_{Gi} \leqslant Q_{Gi\max}$$

$$S_{ij\min} \leqslant S_{ij} \leqslant S_{ij\max}$$

$$f_{\min} \leqslant f \leqslant f_{\max}$$

式中 U_i、$U_{i\max}$、$U_{i\min}$ 分别为母线 i 电压及其上、下限值；P_{Gi}、$P_{Gi\max}$、$P_{Gi\min}$ 分别为发电机 i 有功出力及其上、下限值；Q_{Gi}、$Q_{Gi\max}$、$Q_{Gi\min}$ 分别为发电机 i 无功出力及其上、下限值；S_{ij}、$S_{ij\max}$、$S_{ij\min}$ 分别为线路 $i-j$ 的潮流及其上、下限值；f、$f_{\max}$、$f_{\min}$ 分别为频率及其上、下限值。

根据不同的运行条件，一般可将电力系统的运行状态分为正常运行状态（见电力系统正常运行状态）、警戒状态（见电力系统警戒状态）、紧急状态（见电力系统紧急状态）和恢复状态（见电力系统恢复状态）等。随着运行条件的变化，电力系统将在各种状态间进行转变，如图所示。在正常状态，系统供给充裕的质量合格的电能，满足安全运行要求，并有足够的储备，可以实现系统的经济运行。如果由于系统运行条件的变化和负荷或干扰增大等原因，使系统的安全水平低于某一值时，系统将进入警戒状态，



电力系统运行状态示意图

此时系统承受干扰的能力降低，应采取预防性控制措施，使系统回复到正常状态。在正常或警戒状态，当出现足够大的干扰时，系统将进入紧急状态。在快速消除故障原因，并采取有效的紧急控制措施后，系统有可能恢复到警戒以至正常状态。如果不能及时而有效地采取相应的消除故障和紧急控制措施，机组、系统有可能自行解列，用户负荷可能脱网，以至出现全系统的崩溃和大面积停电。这时，相等和不相等约束条件将遭到全面破坏。在系统自行解列或崩溃后，当采取各种控制措施使系统稳定下来时，则系统可进入恢复状态，此时应采取各种恢复出力和送电能力的措施，迅速而平滑地对用户恢复供电，使无计划解列的系统重新并列。根据系统的实际情况，从这种状态可以恢复到正常状态或警戒状态。

参考书目

袁季修．防御大停电的广域保护和紧急控制．北京：中国电力出版社，2007．

dianli xitong zaitongbu

电力系统再同步 （resynchronization of electric power system） 见电力系统稳定。

dianli xitong zaixian anquan fenxi

电力系统在线安全分析 （power system online security assessment） 通过多种电力系统分析的计算手段，对电力系统在线运行方式的稳态、动态和暂态特性进行自动分析和计算，也称电力系统在线安全评估。主要用于电力系统安全监视、调度操作影响预估和事故分析等。可分析电力系统各种运行方式下对扰动的承受能力，确保运行状态处于安全区域内；对电力系统特定运行方式在线计算其潜在危险性，提供潜在危险的预防控制措施和稳定运行边界。特定运行方式，是指特定时刻的电力系统实际运行方式。

在线安全分析内容 包括在线数据整合、在线安全稳定分析、辅助决策和稳定裕度评估等。电力系统在线安全分析过程如图1所示，通过电力系统状态估计获取在线运行方式，与电网的设备模型参数进行在线数据整合形成完整的计算分析数据，并结合预想扰动和运行限额信息，调用在线安全稳定分析、辅助决策和稳定裕度评估模块完成在线计算。

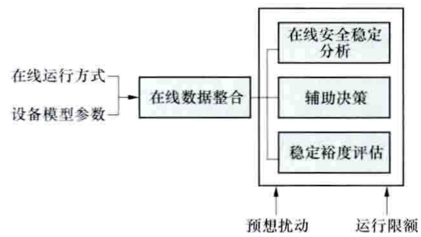


图1 电力系统在线安全分析过程

在线数据整合 获取电力系统在线运行方式，形成完整的分析计算数据，为后续的电力系统分析提供基础数据。提供的数据主要包括在线运行方式（含在线拓扑结构、在线潮流结果）和设备模型参数。在线运行方式随电力系统实时运行状态变化而变化，设备参数随电力系统建设过程发生变化。早期的电力系统在线安全分析软件获取的在线运行方式仅涵盖单个调度管辖范围，由于暂态稳定等分析手段需交流同步电力系统的全网数据，出现了采用多个调度在线数据拼接为全网在线运行方式的整合技术。随着电力系统状态估计技术的成熟，可从状态估计直接获取全网数据。

在线安全稳定分析 主要分析电力系统在线运行的潜在危险性，通过对电力系统在线特定运行方式下安全稳定性的计算，分析其保持或恢复稳定运行的能力。

在线安全稳定分析按照分析对象可划分为在线稳态分析、在线暂态分析和在线动态分析。①在线稳态分析用于分析电力系统稳态运行点的安全稳定性。在线潮流计算、静态安全分析和短路电流计算均属于在线稳态分析。②在线暂态分析用于分析扰动后电力系统暂态变化过程的稳定性。在线暂态分析方法最常见的是在线机电暂态过程时域仿真法（见暂态稳定计算），电磁暂态过程计算和暂态稳定计算直接法（包括势能边界面 PEBS 法、基于稳定域边界的主导不稳定

平衡点BCU法、扩展等面积准则EEAC法等）也有应用。③在线动态分析用于分析扰动后电力系统动态变化过程的稳定性。在线中长期动态仿真（见长过程稳定计算）、小干扰功角稳定计算（见静态稳定计算）和小干扰电压稳定计算（见电压稳定计算）属于在线动态分析。

辅助决策　通过分析计算给出消除电力系统在线运行潜在危险的控制措施。对于预想扰动后无法满足安全稳定运行要求的在线运行方式，计算调整措施，校核调整后的系统安全稳定性，使电力系统运行在安全区域之内。调整措施包括改变发电机输出功率、调节变压器分接头、合上或断开母联开关、投运或者切除线路、调节无功补偿设备以及切除负荷等。辅助决策可分为在线稳态辅助决策、在线暂态辅助决策、在线动态辅助决策和综合辅助决策。所谓综合辅助决策，是指多个辅助决策调整措施的综合分析验证方法，用以形成满足各类安全稳定性的调整措施。

稳定裕度评估　主要分析电力系统稳定运行边界的状态，按照指定或者自动的潮流调整方案调节输电断面输送功率，求取满足稳定运行要求的可用传输容量大小，也称在线可用传输容量计算。一般包括潮流调整和稳定校核两个计算步骤。潮流调整通过发电机输出功率调节、电容器电抗器投切、变压器抽头位置调节和负荷调节等手段，在满足潮流计算约束的条件下改变指定输电断面的功率，得到新的电力系统运行方式。稳定校核对潮流调整中得到的电力系统运行方式进行稳定分析计算，选取满足稳定要求的输电断面最大传输功率，计算出在线可用传输容量。

提高在线安全分析效率　要提高在线安全分析效率，需要提高算法效率以减少计算量，以及采用并行计算增强计算性能。

算法效率　提高算法效率从缩减算例数量和减少计算时间两方面入手。①缩减算例数量。通过暂态稳定计算直接法等方法对预想扰动算例进行筛选，对安全裕度高的算例不再进行暂态稳定计算。应用的方法包括PEBS、BCU和EEAC等。②减少计算时间。通过提前判稳技术和变仿真步长方法，减少单次暂态稳定计算量。

并行计算　在线并行计算以数据并行模式为主，采用数据并行算法（见电力系统分布式计算和电力系统并行计算方法），将大批量彼此无关的计算任务在并行计算机中分配和并行处理。并行计算已在在线安全分析中得到了广泛应用。

在线安全分析应用　主要应用于电力系统安全监视、调度操作影响预估和事故分析三个方面。

（1）电力系统安全监视。传统电压、电流、功角和功率等运行量监测可以判断当前运行点是否正常，在线安全分析可以进一步判断潜在危险性、电力系统抗干扰能力以及安全稳定边界距离。

（2）调度操作影响预估。对调度即将进行的操作进行安全稳定性校验，评估操作后的电力系统安全稳定性变化情况。

（3）事故分析。提供电力系统稳定分析用的事故前后数据，为事故分析快速提供真实的基础数据。

现状与展望　电力系统在线安全分析技术处于快速发展中，多CPU多核计算机集群已应用于在线安全分析中（见图2）。中国国家电网公司的在线安全分析软件于2009年投入调度运行，采用了960个CPU计算核，对拥有12 700条母线规模的电力系统进行在线安全分析，计算类型包括潮流计算、静态安全、电压稳定、暂态稳定、短路电流、小干扰稳定、辅助决策和稳定裕度评估，其中暂态稳定仿真算例为500个，计算周期为15min。美国PJM在线安全分析软件于2011年投入调度运行，采用了48个CPU计算核，对拥有13 000条母线规模的电力系统进行在线安全分析，计算类型包括潮流计算、电压稳定计算、暂态稳定计算和小干扰稳定分析（见静态稳定小干扰分析法），其中暂态稳定仿真算例为300个，计算周期为15min。



图2　在线安全分析使用的多CPU多核计算机集群外观
（中国电力科学研究院　提供）

在线安全分析技术将朝着加快计算速度、提高计算精度、减少维护量和在线实时控制等方向发展。

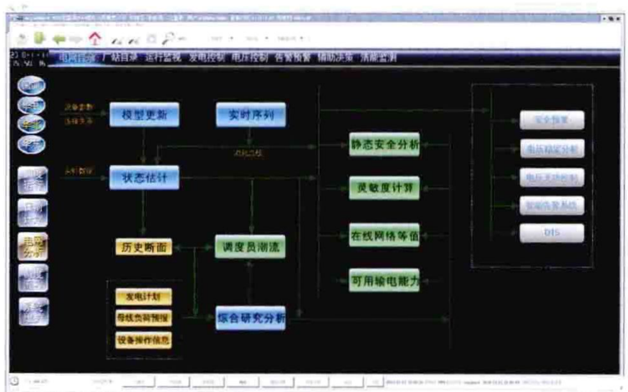
参考书目

Savu Crivat Savulescu. Real-Time Stability Assessment in Modern Power System Control Centers. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2009.

dianli xitong zaixian dongtai anquan fenxi he yujing

电力系统在线动态安全分析和预警　（online dynamic security analysis and early warning of electric power system）　以电力系统实时状态估计和电力系统调度员潮流为基础，根据预先指定的预想事故集，分析故障可能引起的电力系统失去稳定问题，给出预警和校正对策的软件功能。它是电网能量管理系统（energy management system, EMS）中电力系统实时网络分析中的一项应用功能。

在线动态安全分析（见图）需要对元件开断的全过程进行快速暂态稳定计算，评估系统的稳定裕度，借此确定电力系统的动态安全水平，涉及求解高阶微分代数方程组，所用



在线安全分析主界面

的基本方法是数值积分法（step-by-step，SBS）。由于需要在线应用，通常要求在15min内完成对预想事故集中所有事故的扫描计算，除了计算结果正确，计算快速是一个主要关心的问题。将数字仿真法和李亚普诺夫直接法（见暂态稳定计算直接法）相结合是解决该问题的有效方法，既可以保证计算结果正确，又可以给出稳定程度的量化指标信息，还可以给出灵敏度信息，有益于计算控制决策，因此实用性强。另外，为了加快计算速度，可以采用多台计算机组成的计算机集群进行并行计算。

发展历史 20世纪七八十年代，能量管理系统中电力系统实时网络分析主要进行以潮流计算为基础的稳态分析，动态安全分析是离线完成的，做法是预测次年电网可能出现的各种运行方式，然后基于某一安全准则进行暂态稳定计算，计算出满足电网安全稳定运行要求所需的控制参数，次年调度员参考该控制参数实施调度决策。为了计及次年所有可能情况，计算中不得不留出很大的安全裕度，这会直接影响电网运行的经济性。为了使动态安全分析更加符合电网运行实际，20世纪90年代，人们开始尝试使用能量管理系统实时网络分析中的潮流结果来启动动态安全分析计算。随着高性能计算技术的进步，对预想事故的动态安全分析计算已有可能在15min内完成，可以满足在线动态安全分析的需要。随着能量管理系统的实用化程度不断提高，在线动态安全分析和预警已成为中国能量管理系统中的一项基本功能。

功能 包括事故筛选和排序、动态安全评估和动态安全控制。

事故筛选和排序　按预先指定的故障地点、故障类型，用某种能量函数法快速计算极限故障切除时间（critical clearing time，CCT）并将故障按极限故障切除时间由小到大排序，极限故障切除时间小的故障更为严重。对于多机系统，直接法计算精度不高，通常需要使用详细的数值仿真进行校验、修正，保证结果可信。也可以采用适用于发电机经典模型的预估一校正法，以加快计算速度。

对计算方法的要求是，既要保证计算速度足够快，以满足在线应用的要求，又要有足够的精度，避免误判断。通常采用能量函数法进行初筛选，对于可疑故障或者严重故障，用数值仿真方法再进行详细的仿真计算。

动态安全评估　在给定某个故障、给定某种继电保护（见电力系统继电保护）和安全自动装置（见电力系统安全自动装置）动作逻辑情况下，用快速数值仿真方法计算在该故障情况下系统是否会失去稳定，如果系统不失去稳定，计算系统当时的稳定裕度，即负荷功率或联络线潮流还能增加多少，系统才会失去暂态稳定（见电力系统暂态稳定）。动态安全评估的结果可以给出某个故障是失稳故障还是不失稳故障，如果是失稳故障则进行预警，如果是不失稳故障则给出稳定裕度信息。

动态安全评估采用数值仿真方法。计算中需要合理地确定负荷功率或联络线潮流的增加策略，这对于减少计算稳定裕度所需的试探次数至关重要。由于该计算的计算量极大，通常采用集群计算机按照任务分布的方式进行电力系统分布式计算。

动态安全控制　利用暂态稳定裕度对影响系统稳定（见电力系统稳定）的临界机群的总出力两者之间的灵敏度，指导临界机群发电机出力的调整，给出预防控制策略。按此策略调整发电机出力以后，使得严重故障的极限故障切除时间增大，变为次严重故障或者轻微故障。系统最小极限故障切除时间的增大，意味着系统稳定裕度的增大。也可以通过风险评估（见电力系统风险评估）在预防控制和紧急控制之间进行权衡，并不直接采取预防控制策略，只给出故障发生后避免系统失稳的紧急控制策略，在线修改稳定控制系统的控制决策表。

见电力系统在线安全分析。

运行模式 电网中的事故由故障引起，有一个发生和发展的过程，电网的运行状态也有一个变化过程，因此，电力系统在线动态安全分析和预警系统应该是实时运行的，应该能自动跟踪电网运行状态的变化“递归”地进行计算，自动诊断电网中的动态安全问题，根据动态安全问题自动给出控制或调整建议。

该系统每5～15min运行一次，还可以预测15min后的系统负荷，基于预测负荷进行预测态的在线动态安全分析，给出动态安全预警信息，指导调度员的决策。除周期模式启动运行外，还应提供事件触发模式和人工启动模式。

dianli xitong zaixian jingtai anquan fenxi

电力系统在线静态安全分析　（on-line steady state security analysis of electric power system）　基于在线潮流结果做预想事故下的快速潮流计算，校核安全约束，按违反安全约束的严重程度排序且提出校正对策的软件功能。静态安全分析也称 $N-1$ 潮流计算，是电网调度控制中心能量管理系统（energy management system，EMS）中电力系统实时网络分析的一项重要功能。

发展历史 1970年美国F. 斯威普（F. Schweppe）教授提出电力系统实时状态估计以后，电力系统调度员潮流和静态安全分析就开始在电网调度控制中心能量管理系统中应用。由于之前的电网安全分析是离线进行的，能量管理系统实时网络分析（见电力系统实时网络分析）应用也沿用了离线计算模式，对于离线确定的预想事故集进行在线静态安全分析计算。为了提高计算速度，20世纪70年代末提出的自动故障选择方法，利用快速算法从大量预想事故中将少数严重事故筛选出来。随着计算机技术的发展，静态安全分析计算可在小于分钟级时间内完成，可以在线连续进行 $N-1$ 潮流计算，即实时跟踪电网变化，一旦发生 $N-1$ 开断事故，可以基于下一个监控与数据采集（supervisory control and data acquisition，SCADA）系统的采样断面立即给出的潮流结果进行新的静态安全分析计算，这为预警、预控和实时控制创造了条件。

功能 包括预想事故集确定、自动事故选择、静态安全评定、校正对策分析、预防控制对策等。

预想事故集确定　预想事故集中的元件开断包括发电机（负荷）开断、支路（线路，变压器）开断，前者不涉及电网拓扑结构的变化，但要考虑在电网中如何分配注入功率的变化，后者涉及电网网络拓扑变化。需要监视的电网元件越限包括支路过负荷（过电流），母线电压越限。通常可以进行所有元件的 $N-1$ 开断扫描，也可以根据开断事故出现的概率定义预想事故集。预想事故通常考虑单开断，因为实际

情况是，除了母线故障等特殊情况外，电网的两个相继单开断之间通常间隔几分钟甚至几十分钟，并非同时发生。所以递归地研究 $N-1$ 开断是合适的。但是在过去离线分析模式下，为了研究若干个相继单开断，通常要定义一个 $N-m$ 开断，即研究 m 个开断同时发生。为了符合离线计算的习惯，预想事故集中也可以定义多开断。

自动事故选择　对预想事故集中的所有事故进行扫描，并按事故对电网影响的严重程度排序，筛选出严重的事故。可按支路过负荷（过电流）、母线电压越限的严重程度对预想事故进行排序。

定义 t 时段有功过负荷严重性指标

$$PI_{\text{loading}}(t)=\sum_{l\in\forall\text{line}}\left[\frac{P_l(t)}{P_l^{\max}}\right]^2 \tag{1}$$

支路 l 在 t 时刻的负荷 $P_l(t)$ 接近或者超过允许的最大负荷 $P_l^{\max}$ 时，该线路的重负荷将对式（1）的指标值有较大的贡献。

电压越界严重性指标

$$PI_{\text{V_profile}}(t)=\sum_{i\in\forall\text{Bus}}\left[\frac{U_i(t)-U_i^{\text{average}}}{(U_i^{\max}-U_i^{\min})/2}\right]^2 \tag{2}$$

当母线电压 $U_i(t)$ 和母线平均电压 U_i^{average} 偏离较大时，该母线电压将对式（2）的指标值有较大的贡献。

在 t 时刻，采用快速潮流算法实时计算不同事故下的 $PI_{\text{loading}}(t)$ 和 $PI_{\text{V_profile}}(t)$，并按照指标值对事故进行排序，指标大的事故更严重。

静态安全评定　对于已经筛选出来的严重事故，计算元件开断后的系统潮流，评估事故开断后其他元件的越限情况（见图），采用潮流计算快速分解法结合网络方程修正算法可以加快开断潮流计算的速度。

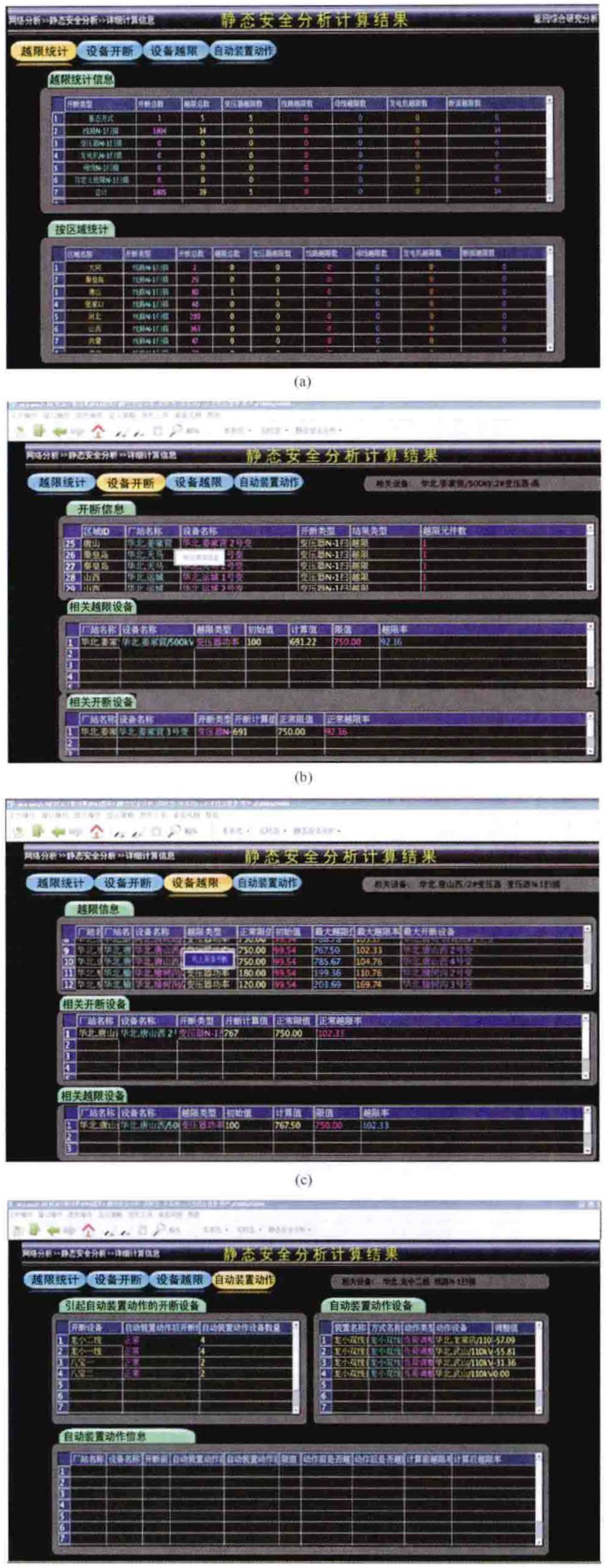
校正对策分析　事故开断后系统出现元件越限，计算为解除元件越限需要采取的校正措施。通过灵敏度计算确定施加哪个控制量对解除越限最有效，需要控制的量是多少。这种做法物理概念清楚，调度员也容易接受。也可以采用优化算法，以控制量的调整量最小为目标计算出最优控制策略。

校正对策分析可用于实时模式，也可用于研究模式。当前电网已有支路潮流越限时，实时模式给出的校正控制结果直接下发给发电调度控制系统，或者通过调度员下令调整发电机组，包括非自动发电控制（automatic generation control，AGC，见有功功率与频率自动控制）机组，对机组进行控制，以解除当前支路越限。研究模式主要用于日前电力系统发电计划。当发电计划制订完成后发现有支路潮流越界，给出校正控制策略来调整发电计划以解除支路潮流越界。

预防控制对策　对预想事故进行静态安全评定发现系统处于警戒状态时，可以采取预防控制措施使系统恢复到正常安全状态，这称为安全性提高，是一种预防性的安全控制。

由于实施预防控制需要付出代价，而当前电力系统并未发生事故，也未出现越限现象，所以并非一定要立即执行预防控制方案。比较经济的做法是给出预想事故发生时的校正控制对策，供调度员参考。当预想事故真正发生时，调度员立即调用预先做好的校正控制方案，实施对电网的调度和校正控制。

由于要实时应用，所以要求计算快速，通常采用 $P-Q$ 解耦技术建模，采用线性化的方法计算，如使用潮流计算快



静态安全分析结果（国家电网公司华北分部　提供）

（a）越限统计（列出整体越限统计信息）；（b）开断信息（某一设备开断将引起哪些越限）；（c）查看越限设备（越限由哪些开断引起）；（d）自动装置动作（与越限相关的自动装置）

速分解法、潮流计算直流法或灵敏度分析方法。由于每次开断计算往往只涉及电网的局部变化，所以通常在基态潮流基础上采用补偿法以加快计算速度。在静态安全分析计算中，稀疏矩阵技术和稀疏矢量技术得到了广泛的应用。

运行模式 可分为实时态和研究态两个模式。实时态基于当时系统的实时潮流断面，可按照5～15min（可调）的周期自动启动运行，也可以由（开断）事件触发驱动运行，还可以人工请求运行，是一种自动、跟踪、递归的计算模式。研究态可以基于历史的、当前的或预测的潮流断面，采用人工请求的计算模式。历史潮流断面用于研究历史上发生过的事件，通常用于事故分析和调度员培训；当前潮流断面用于分析当前系统安全情况；预测潮流断面通常采用5～15min后的系统预测潮流，这样进行静态安全分析有利于调度员提前采取调度控制措施。

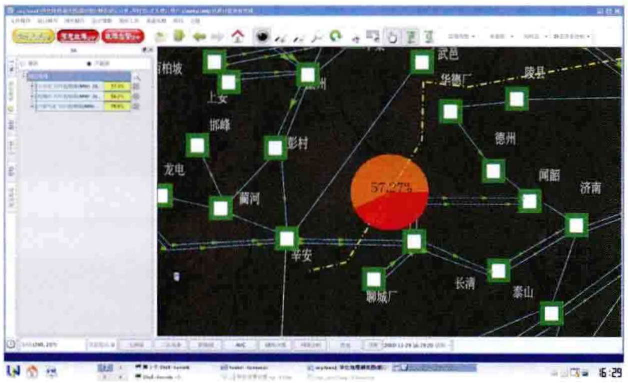
参考书目

吴文传，张伯明，孙宏斌．电力系统调度自动化．北京：清华大学出版社，2011.

dianli xitong zaixian zuiyou chaoliu

电力系统在线最优潮流

(on-line optimal power flow of electric power system) 以电力系统实时状态估计和电力系统调度员潮流为基础，通过优化计算给出满足电力系统当前运行约束条件下的发电机有功出力或无功出力等控制变量的调整值，使得某一事先定义的目标函数值达到最优的计算功能。它是电网调度控制中心能量管理系统(energy management system，EMS)中电力系统实时网络分析的一项在线应用功能（见优化潮流计算）。在实际应用中，只有状态估计和调度员潮流（见图）运行情况良好，最优潮流才能正常运行。



断面潮流及极限图

除了发电机出力等连续型控制变量之外，在线最优潮流的控制变量也可以包括涉及变压器分接头的调整和电容器投切等的离散型控制变量。连续型和离散型变量共同参与优化时，需要求解混合整数非线性规划问题，难度很大，通常采用启发式算法，即先将离散变量按照连续变量处理，再将计算结果就近取整。

在线最优潮流主要用于运行计划调整和实时调度控制，除了以运行成本最小为目标的常规发电机有功出力优化调整外，以网损最小为目标的无功功率和电压自动控制也是应用较多的场合。

参考书目

吴文传，张伯明，孙宏斌．电力系统调度自动化．北京：清华大学出版社，2011.

dianli xitong zantai wending

电力系统暂态稳定

(transient stability of electric power system) 电力系统受到大干扰后，各同步发电机保持同步运行并过渡到新的或恢复到原来稳态运行方式的能力。通常指第一或第二振荡周期不失步。暂态稳定用以确定系统暂态稳定极限和稳定措施，其物理特性是指与同步转矩相关的暂态稳定性。系统的暂态稳定性不仅与系统在扰动前的运行状态有关，而且与干扰的类型、地点及持续时间均有关。

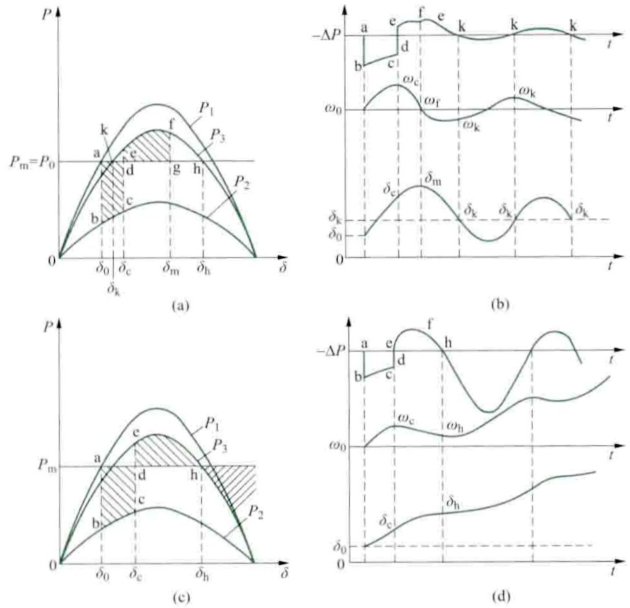
干扰通常有三种基本形式：①电力系统的结构特性发生突然变化。最常见的是短路，包括单相接地、两相接地或三相短路等。一般假设短路发生在输电线路上，但也可能发生在母线或其他电力系统元件上。在发生短路后，由断路器断开故障的元件，如果有重合闸装置，可能重合成功（瞬时性故障），也可能重合不成功（永久性故障）。无故障断开线路也属于这一类干扰。②突然增加或减少发电机出力，如切除一台容量较大的发电机。③突然增加或减少大量负荷。

电力系统故障后的暂态过程 对于有一台发电机通过输电线向无穷大系统供电的简单系统来说，如果在一回输电线路的始端发生短路，经过某一时间间隔后，由于继电保护动作将线路两侧断开，故障被切除，图(a)示出这一故障切除过程中的功角特性曲线的变化过程。在正常运行时，系统运行在功角特性曲线P_1上对应于P_0和δ_0的a点。发生故障后，由功角特性曲线P_1上的a点转移到故障时的曲线P_2上的b点。这时输出的电功率减小，而输入的原动机功率还来不及变化，所以发电机在过剩转矩作用下，开始加速，使功率角δ相应增大。在功率角为δ_c时，故障切除，运行点将由功角特性曲线P_2上的c点转移到故障后曲线P_3的e点，此时输出的电功率大于原动机的功率，所以发电机转子受到制动而减速。由于转子的惯性，功率角δ仍在增大，直到f点发电机转子回复到同步转速时，δ达到最大值后不再增大，并在制动作用下开始减小，越过k点后转子又开始加速。此后，运行点将沿着曲线P_3开始第二周期的振荡。在实际的电力系统中，由于阻尼作用使振荡不断衰减最后趋向于曲线P_3上的k点，即达到一个新的稳态运行方式，所以在这种故障情况下系统是暂态稳定的，各运行参数的变化过程如图(b)所示。

如果故障切除得比较慢，功角δ不断增大，在到达h点后发电机转子仍未能回复到同步转速，则将由于电功率的减小，发电机转子进一步加速，而使δ越来越大，导致发电机的失步，这就是暂态不稳定，如图(c)、(d)所示。

暂态稳定分析方法 描述电力系统受到大扰动后发电机转子运动的是一组非线性微分方程，只能采用数值计算方法求得它的近似解，即发电机的摇摆曲线$\delta = f(t)$，根据其变化情况可以判断系统的暂态稳定性，也可以按时间t与功角δ的关系，确定极限切除时间t_{cm}。此外，常采用能量函数法（等面积法）快速判断系统的暂态稳定性。（见暂态稳定计算）

提高暂态稳定性的措施 基本原理是要减少扰动后系统



电力系统故障后的暂态过程

的不平衡功率。具体措施有：①快速切除故障和快速自动重合闸；②增加发电机输出的电磁功率，如发电机强行励磁，电气制动，变压器中性点经小电阻接地等；③减小原动机输出的机械功率，如汽轮机采用快速的自动调速系统以及快关汽门措施，送端水轮机快速切机等；④采用 $FACT_S$ 类控制措施；⑤低频切负荷；⑥系统失去稳定后快速解列为两个或几个能够独立运行的系统；短时异步运行；发电机再同步等。（见提高电力系统稳定措施）

dianli xitong zhendang

电力系统振荡 (electric power system oscillation)

电力系统中的电磁参量（电流、电压、功率、磁链等）的振幅和机械参量（功角 δ、转速等）的大小随时间发生等幅、衰减或发散的周期性波动现象。电力系统振荡分为同步振荡、非同步振荡、低频振荡和次同步振荡等。

同步振荡（swing；synchronous oscillation）　又称同步摇摆。当电力系统受到干扰（但未使电力系统失步）时，系统中并列运行的各发电机因输入机械功率和输出电磁功率间的不同程度的不平衡，会产生发电机转子间的相对运动。这时，系统发电机间的相对功角发生摇摆，使系统中各节点的电压和通过各支路的电流的幅值以及有功功率、无功功率的大小都发生与系统自然振荡频率相应的周期性脉动。脉动的振幅则与干扰的大小有关。在一般情况下，干扰去除后，凭借系统本身具有的正阻尼作用，可以使这种摇摆逐渐平息并恢复到稳态的同步运行。同步振荡也是电力系统由失步运行状态恢复为同步运行状态的一个中间过程。

非同步振荡　电力系统在遭受大的干扰（如短路、断线、大容量机组切除等）或由于负阻尼而失去稳定后，一台或多台发电机将失去同步，如不将失步的发电机从系统中切除，则发电机将转入非同步运行（见图 1）。因为这时发电机间的频率不同，发电机的相对功角将在 0°～360°之间变化，引起电力系统中各种电磁参量（如联络线电流、各节点电压等）大幅度振荡，直至故障消除或发电机重新恢复同步以后，系统振荡才会逐渐衰减并恢复正常运行。这种振荡对正常运行的影响，可用图 2（a）所示的简单系统加以说明。

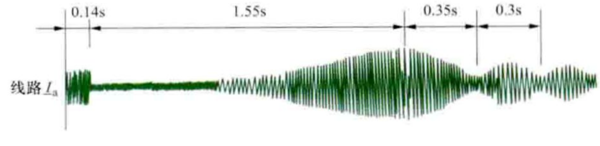


图 1　电力系统非同步振荡发展过程

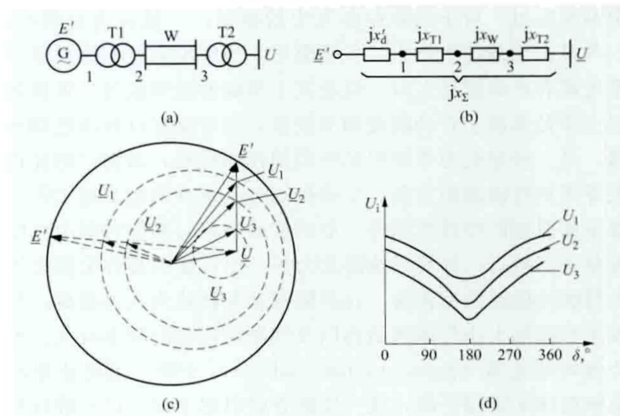


图 2　电力系统振荡时系统中各点电压的变化

(a) 接线图；(b) 等效电路；(c) 电压相量端点轨迹；(d) 电压的变化

如图 2（a）所示的系统，其等效电路如图 2（b）所示。设送端发电机的电动势 $\underline{E}'$ 保持为定值，受端为无穷大容量系统，其母线电压 $\underline{U}$ 的幅值和频率均保持为定值。在送端发电机失步后，电动势 $\underline{E}'$ 与受端母线电压 $\underline{U}$ 间有一频率差，它们之间的相角差 δ 也将随着时间不断变化。图 2（c）表示 $\underline{E}'$、$\underline{U}$ 和沿线路电压 $\underline{U}_1$、$\underline{U}_2$、$\underline{U}_3$ 之间的相量图。在不同相角差 δ 时，$\underline{U}_1$、$\underline{U}_2$、$\underline{U}_3$ 幅值的波动如图 2（d）所示。当 δ 在 180°附近时，沿线路各点电压最低，此时线路上某一点的电压接近零，好像在这里发生了完全的三相短路，这一点称为振荡中心。

多个发电机组（群）间失步后的振荡是更为严重的一种多频率振荡现象，它发生在联系松散的几个电源之间。

电力系统在非同步运行时，系统的正常供电遭到破坏，联络线（见电力系统联络线）上位于振荡中心附近的负荷将因供电电压的大幅度波动而断开；某些发电机可能不恰当地手动或自动断开，使事故进一步扩大；另外，联络线的继电保护（主要是距离保护）在振荡过程中将因符合其动作条件而动作，无计划地将线路断开，如果在线路断开后两侧系统的电力供需不平衡过大，有可能引起长时间的大面积停电。

平息非同步振荡的对策有：①当系统发生振荡时，实现有计划的振荡解列，将系统分为各自同步运行且电力供需基本平衡的两部分，以中止振荡；②对线路保护实现振荡闭锁，防止其跳闸；③防止发电厂不恰当的切机，并手动或自动减少送端发电机组的出力，以快速平息振荡。

低频振荡　由于负值阻尼或持续的周期性扰动所导致的电力系统振荡，其中由于系统自身的负值阻尼导致的振荡称

为负阻尼振荡，由于持续的周期性扰动导致的振荡称为强迫振荡。

随着电力系统规模的扩大和结构日趋复杂，互联系统的增多，电力系统联络线的功率以很低的频率不断摆动，振荡频率一般在0.1～2.5Hz之间，振荡幅值有时可能逐渐增大，甚至超过该联络线的静态稳定极限，致使静态稳定破坏。除了联络线上的功率振荡外，还有局部系统内的低频振荡，即其中一台发电机（或一个发电厂）对其余机组的振荡，或者几台邻近机组之间的振荡。

这种低频振荡现象在欧、美各国及中国的某些电力系统中都发生过。对于低频振荡发生的原因，一般认为有两种：一种是由于系统中产生了负值阻尼，当负值阻尼的绝对值比系统固有正值阻尼大时，就会发生增幅的低频振荡。负值阻尼主要是来源于自动励磁调节装置，也可能来自原动机调速器。另一种是电力系统中某些周期性的扰动，如钢厂的轧钢机等周期性波动的负荷、发电机励磁系统或调速系统工作不稳定而引起的持续扰动等。如果扰动频率与系统的某个机电振荡频率接近，即使系统阻尼为正，也可能引起有关联络线上持续的低频功率振荡，这种振荡常常被称为强迫振荡，其发生和振幅大小与系统结构以及周期性扰动的频率有关。电力系统稳定器（power system stabilizer，PSS）是防止系统低频振荡的常用手段，其产生的正值阻尼不仅可以有效抑制上述低频振荡，而且对于系统受到大干扰以后的振荡也有明显的抑制作用。此外，还开发出了低频振荡检测软件（见图3），用于在线监测输电线路，及早发现振荡现象。

次同步振荡　见次同步振荡。

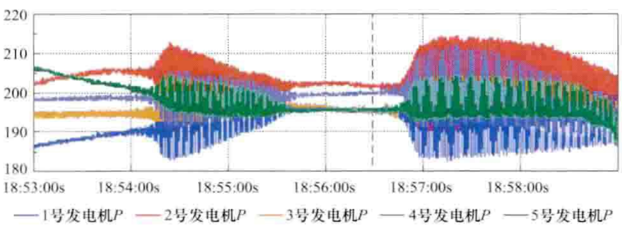


图3　在线低频振荡检测（当某线路振荡功率经经验模态分解出的某一振荡模式的峰峰值超过阈值100MW，并且持续5个周波以上，则认为系统中发生了一次较为激烈的低频振荡；当振荡模式的峰峰值低于阈值100MW时，认为振荡平息）

参考书目

IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. Definition and Classification of Power System Stability. IEEE Transactions on Power Systems, 19 (3): 1387-1401, Aug. 2004.

Prabha Kundur. 电力系统稳定与控制. 本书翻译组，译. 北京：中国电力出版社，2002.

倪以信，陈寿孙，张宝霖. 动态电力系统的理论和分析. 北京：清华大学出版社，2002.

dianli xitong zhengchang yunxing zhuangtai

电力系统正常运行状态　（normal state of electric power system）　电力系统能以质量合格的电能（见电能质量）满足负荷用电需求的运行状况。这时，电力系统中总的有功功率和无功功率出力能与负荷总的有功功率和无功功率需求达到平衡（包括电网损耗）；电力系统的各母线电压均在正常运行的允许偏移范围内；各电源设备和输变电设备均在其各自规定的限额内运行。在这种状态下，发电及输变电设备均有足够的备用容量，使系统具有适当的安全水平，能承受正常的干扰（如无故障开断一条线路或发电机）而不产生有害的后果（如设备过载）。在这种正常干扰后，系统能达到一个新的正常运行状态。在正常运行状态下，电力系统对不大的负荷变化的反应，可以认为是电力系统从一个正常运行状态连续变化到另一个正常运行状态（见电力系统运行状态）。

电力系统运行的目的就是要尽量维持电力系统处于正常运行状态，其重要任务是监视不断变化着的电力系统运行条件，并根据负荷变化及运行计划的要求进行正常的操作控制（如起停发电机、调节发电机出力、调整无功补偿容量、调整变压器分接头等），使系统运行参数（如发电机出力、母线电压、线路潮流、系统频率、系统间的交换功率等）维持在规定范围内，以便满足对负荷正常供电的需要。调节控制由相应的自动装置来完成，例如，利用自动发电控制（automatic generation control，AGC）来自动调整发电出力和联络线功率，用以维持系统频率；利用发电机的自动励磁控制或无功补偿设备来调节无功和电压等。

在正常运行状态，应使系统中并列运行的发电机组间合理地分配出力并根据负荷的变化相应地开停发电机，使全电力系统达到最大经济性（如发电成本为最小）。在实现经济运行中，也必须考虑电力系统安全可靠运行的约束条件，例如要使系统具有适当的旋转备用和抵御事故的能力等。

为了保证电力系统正常运行状态的安全性，应根据电力系统的实际结构、负荷水平、发电出力及负荷分布，在计算分析和实际运行经验的基础上，确定若干安全界限。在正常运行状态应保证相应的运行参数满足这些界限的要求。这些参数主要包括：①系统的旋转备用出力；②系统的冷备用出力（即在短时间内能调用的发电机出力）（见电力系统备用容量）；③母线电压及系统无功备用；④通过线路或变压器等系统元件的潮流等。当确定这些运行参数的安全界限时，均考虑了一定的安全储备，当不满足这些事先确定的安全界限时，表明系统已进入警戒状态（见电力系统警戒状态）。

为防止正常运行状态时可能出现的突发事故，可以进行预防性安全分析和控制。它是以一组事先确定（或由运行人员要求）的假想事故为基础，对电力系统未来的安全性进行估计。如果发现在某一假想事故下，电力系统将进入警戒状态或紧急状态（见电力系统紧急状态），则认为电力系统在随后可能出现这种事故时将是不安全的。为避免这种潜在的不安全因素，应及时采取相应的控制措施（如进行电力系统接线方式和潮流的调整，改变发电机出力和切换负荷等），以保证即使出现这种假想的事故，电力系统仍然是安全的，或者尽量减轻对电力系统安全性的威胁。

dianli xitong zhongqi fazhan guihua

电力系统中期发展规划　（medium term electric power system planning）　对未来5～15年电力系统发展计划和建设方案制定的计划。在中国，电力系统中期发展规划也称

为电力系统设计。其任务是根据规划地区的国民经济及社会发展目标、电力需求水平及负荷特性、电力流向、发电能源资源开发条件、节能分析、环境和社会影响等，提出规划水平年电源和电网布局、结构和建设项目，并对建设资金、电价水平、设备、燃料及运输等进行测算和分析。其内容包括电力需求预测，动力资源开发，电源发展规划，电力网发展规划，环境及社会影响分析以及对建设资金、电价水平进行测算和分析等。电力系统中期发展规划是电力项目开展设计工作，如发电厂设计、变电站设计、电力系统继电保护与安全自动装置设计、电力系统通信设计、电力系统调度自动化设计的依据。在规划中要提出电力系统地理接线图、单线接线图和逐年工程建设项目表。电力系统中期发展规划是在电力系统长期发展规划的基础上进行的，受电力系统长期发展规划约束和指导。以往，电力系统中期发展规划的时间为3～5年，有时展望到7～10年。由于规划年限的长短与系统的规模和电力系统所在地区的国民经济发展计划的年限有关，而且大型工程从立项到建成需时较长，故各国电力系统中期发展规划的时间多为5～15年。每年滚动修正一次。中国电力系统中期发展规划，往往配合国民经济和社会发展五年计划或十年规划，规划期为5～15年。

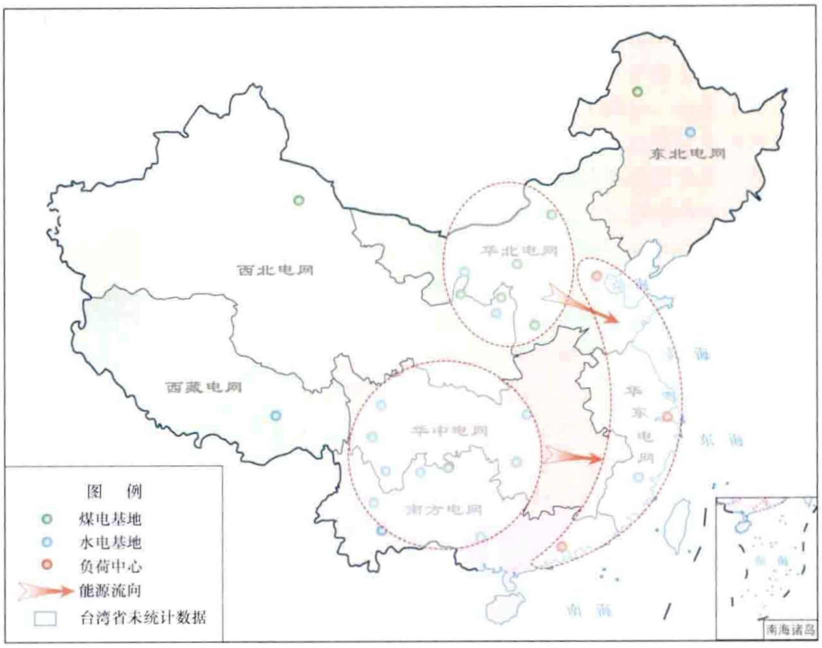


图1 中国能源资源和用电负荷的分布（国家电网公司 提供）

电力需求预测 根据电力系统所在地区的国民经济发展计划和用户的未来生产建设发展规划测算未来负荷的发展值。它是发、输、配电建设计划和经济分析的基础。预测内容包括：①负荷数值。包括逐年冬季和夏季的最大和最小负荷和年需电量。②负荷特性。包括代表日、年和年持续负荷曲线，冬季、夏季日负荷率，日最小负荷率和月不均衡率。③各分地区负荷。由于负荷预测的不确定性，因此还要考虑不同的负荷水平对电源及电力系统规划的影响，即要进行敏感性分析。（见《综合卷》电力需求预测）

电力负荷水平反映国民经济和社会的发展水平，因此预测负荷时，首先要调查国民经济发展，研究发展规律，核定负荷预测值。负荷预测方法有用电单耗法、时间序列法、回归分析法和电力弹性系数法等。（见电力负荷预测方法）

动力资源开发 研究5～15年内动力资源的开发利用，落实规划期内可能的一次能源供应量，以满足电力负荷的需要。中国能源资源和用电负荷的分布见图1。中期发展规划要根据国家的能源政策和本地区动力资源的特点，以及购进能源的可能，来分析研究煤炭、水力、石油、天然气和核能以及新能源的供应量，做到燃煤供应可靠，水电开发项目（见图2）落实，石油、天然气和核能供应计划明确。如果地区动力资源有几种可能的供应方案，则应进行分析比较，从中选优，以达到既满足能源的需求又合理使用动力资源的目的。（见动力资源开发）

电源发展规划 研究5～15年内的电源建设安排，提出电源建设的项目、容量和建设进度。内容包括：①发电总容量安排；②备用容量的确定；③发电容量构成和功能分析。（见电源发展规划）



图2 小湾水电站（位于云南省澜沧江中游河段，电站装机容量4200MW，于2002年1月开工，2009年9月首台机组发电，2010年8月全部机组投产发电）（李荣海 摄）

发电总容量安排 发电总容量由满足系统最大发电负荷需要的工作容量和系统备用容量两部分组成，是根据预测的电力负荷进行电力平衡后加以确定的。在进行电力平衡时，要扣除水电厂和火电厂的受阻容量以及水电厂的空闲容量和老电厂的退役容量（见电力系统容量）。电力系统中期发展规划还需要进行电量平衡，当电力系统有水电厂时，要对不同代表性水文年（除枯水年、平水年外，还有丰水年和特枯水年）进行电力、电量平衡。通过这些平衡，对水、火电厂的装机容量和建设进度提出补充修正。

备用容量确定 当电力系统中发电机组突然发生故障，或机组计划检修退出运行时，电力系统仍要保证正常供电所需的容量。备用容量由负荷备用容量、事故备用容量和检修

备用容量三部分组成。确定备用容量的传统方法是百分率定量法。负荷备用容量一般为最大发电负荷的2%～5%。事故备用容量按不小于系统最大发电负荷的10%左右确定，但不小于系统内一台最大机组容量，有的系统按不小于系统一台最大机组容量加上一台中等大小机组容量来确定。检修备用容量一般应结合系统负荷特点、水火电比重、设备质量、检修水平等情况确定，一般为最大发电负荷的8%～15%。

发电容量构成和功能分析　发电厂按所用能源种类来分，有水电厂、火电厂（燃煤、油或天然气）、核电厂和风电场等。电力系统中期发展规划要根据地区能源资源特点，通过技术经济比较，来确定各类能源最经济的开发方案，选择发电容量的合理构成。20世纪60年代以来，各国相继开发了一些电源优化数学模型，这些模型大都能对电力系统扩建中的电源做出优化定量分析。但由于有的模型属于单节点电源规划，没有考虑电源和负荷地理分布因素，有的没有充分考虑水电的水文特性，有的没有包括发电新技术的经济评价等，因此，这些模型仍待进一步完善。

中期发展规划除了根据所选择的发电容量构成安排各类电厂外，还要根据各类电源运行特点和电力系统负荷特性，来划分各电厂在日负荷曲线（见电力系统负荷曲线）上的工作位置，然后依此来选择各类电厂的规模、单机容量和主设备技术参数。若按电厂在日负荷曲线上承担的功能来分类，有基荷电厂、腰荷电厂和峰荷电厂。一般基荷电厂的年利用小时数为5000h以上，腰荷电厂为3000～5000h，峰荷电厂为3000h以下。由于电力系统的调峰问题日益突出，对调峰问题需专门研究（见电力系统调峰设计）。

（1）水电厂。按水电厂水库调节性能可划分为径流式水电厂、调节式水电厂（有日调节、周调节、年调节和多年调节）和抽水蓄能式水电厂。径流式水电厂只能担任基荷；调节式水电厂可以担任腰荷和峰荷，可以作为备用容量；抽水蓄能式水电厂主要用于峰荷，起移峰填谷和短时备用容量作用。由于水电机组起停迅速，在系统规划中应力求以水电承担调峰任务。同时水电厂除有发电效益外，还有其他综合效益，因此，中期发展规划要按照河流水电规划的要求来开发水电并力求按流域进行梯级连续开发。

（2）火电厂（见图3）。可以担任系统的基荷、腰荷和峰荷。火电机组调峰能力随机组设计性能不同而异。一般按基荷设计的普通机组，其调峰能力仅为其额定容量的20%～30%，如以这类机组进行起停调峰，对机组寿命也有影响。而按调峰设计的火电调峰机组，其调峰能力可达其额定容量的60%～70%，但造价较高且经济性差。中期发展规划要根据燃料供应及运输条件，确定发展燃煤、燃油或燃气的火电厂，以满足电量需求。新建火电厂，事先都应进行厂址选择，并在规划中应考虑一定的厂址储备。大容量燃煤火电厂，由于存在煤、水供应以及灰渣排放、烟尘排放对环境的影响等问题，使得厂址选择更为困难，因此要根据交通、出线走廊、地形、地质、地震、供水、电热负荷、运煤除灰等条件做全面技术经济论证后，选择出合理的厂址。

（3）核电厂（见图4）。用核能做动力，适宜担任系统基荷。从经济与安全角度看，一般应配套建设抽水蓄能电厂。中期发展规划主要考虑在那些常规能源不足，交通运输困难，具有核电厂厂址条件的地区建设核电厂。核电厂厂址



图3　华能海门电厂（规划装机6×100万kW；一期两台机组2006年12月开工，2009年9月建成，荣获2010年国家优质工程金奖）（中国华能集团公司　提供）

的选择，一般应考虑电厂周围的一定距离内人口不能密集并有充足的符合设计标准的冷却水源，厂址的地震、地质条件要满足规定标准，要考虑不正常水文气象条件造成的最大洪水、潮浪、海啸及垮坝的影响。在2011年3月日本福岛核电厂事故后，各国特别重视核电供电的安全问题。在条件许可情况下，核电厂应力求靠近负荷区，以尽量减少输变电设备投资，提高供电可靠性，对用过的燃料要进行处理，使之对环境影响最小。



图4　大亚湾核电厂（装机容量2×98.4万kW，电厂于1984年开始建设，两台机组分别于1994年2月和5月投入商业运行）（汪兆富　提供）

（4）风电场（见图5）等可再生能源。对地区风能等可再生能源的地址及开发前景进行调查。风电场的建设对电网规划提出了新的要求，需要研究考虑风电特点的发电计划和运行计划，评估系统发电可靠性，分析风电容量的可信度和能量的可信度，研究新的无功电压控制策略等。



图5　海上风力发电

电力网发展规划　包括输电网发展规划和配电网发展规划两部分。

输电网发展规划　研究5～15年内电源、电力系统与相邻电力系统之间的最优连接方案，即研究电力系统的电压等级，电力系统的结构等，以满足电力系统的可靠性、经济性与灵活性的基本要求。为此，必须进行各类技术条件分析计算，包括潮流计算分析、无功平衡及调相调压计算分析、系统稳定计算分析、短路电流计算分析、工频过电压及潜供电流计算分析、输电可靠性计算分析。在此基础上，对各方案进行经济比较后，选择最佳方案。在规划超高压电力系统时，还要考虑线路走径和变电所位置对环境的影响，如电晕、电磁场影响，可听噪声，无线电电视干扰等。

潮流计算分析。研究电力系统在最大运行方式和最小运行方式（必要时，包括在特殊运行方式）下的主要电源发电出力和主干线路上的潮流分布，为确定送电方向及选择电力系统电压等级、电力网结构、输变电的主要设备容量提供依据。计算潮流运行方式时的一般原则有：①电源总发电出力要满足电力系统最大负荷，并具有足够的备用容量；②要考虑最充分地利用水电厂的发电量和装机容量，在满足最低的综合利用水量要求的情况下，尽可能实现水电厂的日、周调节；③要充分地利用热电厂按热负荷运行的强制出力及发电量；④满足各机组最小出力的要求；⑤要考虑火电厂的经济运行，以节约燃料。在正常运行方式下，各线路潮流一般应接近线路经济输送容量，在$N-1$事故下，线路及变压器不过载。

无功平衡及调相调压计算分析。中期发展规划要按分层分地区进行无功功率平衡，提出无功补偿设备安装的必要性（见电力系统无功功率平衡及电力系统无功功率补偿），并通过调相调压计算，来检查电力网结构、输变电主要设备运行状况，以满足电压质量和降低线损的要求。当调相调压计算结果不能满足规定要求时，则首先应检查系统无功功率运行情况，若系统无功功率不足，应研究在合适的地点增设电容器等无功功率补偿装置。若系统无功功率过剩，应装设高压或低压并联电抗器补偿。在无功功率配置合理的情况下，若系统调压计算不能满足电压质量要求，应首先利用已有的调压手段进行调整，如调整发电机、调相机的励磁调节装置，改变已有变压器分接头，投切并列运行的电抗器和已有的无功功率补偿装置；若仍不能满足要求时，则选用有载调压变压器或串联调压器等，直到满足电压质量标准为止。（见电力系统调压）

系统稳定计算分析。为检验系统稳定性，一般进行静态稳定和暂态稳定计算，必要时还作动态稳定计算。当计算结果不满足稳定要求时，应采取提高系统稳定性的措施（见提高电力系统稳定措施）。

短路电流计算分析。电力系统不断发展，短路电流随之不断增长，中期发展规划中短路电流计算的目的是：验算系统短路容量是否超过现有断路器的额定断流容量，选择新增断路器的额定断流容量以及采取限制短路电流水平的措施。系统设计应按远景水平年计算短路电流，内容有三相和单相短路电流计算两种。对新增断路器的选择，应按设备投运后10年或更长时间的系统发展来考虑。当短路电流水平过大时，应采取限制措施：①引入更高一级电压等级，将次级电压电力网分网运行；②用直流联网；③采用高阻抗变压器；④采用限流电抗器，在选择限流电抗器参数时，要兼顾限制短路电流和系统稳定两方面的要求；⑤单相短路电流过大时，可采用变压器中性点经阻抗接地，或限制直接接地中性点的数量。（见电力系统短路电流配合）

工频过电压（见电力系统过电压）及潜供电流计算分析。目的是：验算工频过电压是否超过允许值以及校验在输电线非全相运行状态下是否产生工频谐振过电压。以正常运行方式为基础，并加上一重非正常运行方式及一重故障型式为计算条件。当计算结果超过允许值时，则需考虑采用装设高压并联电抗器、良导体架空地线或其他措施。

对330kV及以上电压等级线路，如果采用单相重合闸，而潜供电流超过允许值时，需要采用高压并联电抗器中性点装小电抗或快速单相接地开关等措施。

输电可靠性计算分析。校核输电系统充裕度采用$N-K$法则来进行潮流计算，即当由N个元件组成的系统中有K个元件故障，而不丧失其供给既定负荷的能力。一般取$K=1$，在大电力系统中的重要输电线路，也有取$K=2$。校核安全度采用稳定计算。安全度分析一般是按指定的确定性事件进行，不能满足者，要采用提高稳定的措施。（见输电系统可靠性）

对各方案要进行经济比较，从中择优选取。在对输电网发展规划进行经济比较时，要考虑资金的时间价值（见货币时间价值）。参与比较的各方案应在技术性能上等同并满足可靠性、电能质量和其他供电技术要求。当比较效益相同的方案时，计算方法采用年费用比较法或费用现值比较法（见年值法和现值法）。当比较不同效益的方案时，计算方法采用差额投资内部收益率或净现值法（见内部收益率法和现值法）。计算内容有投资和年运行费，计入贴现值，以货币形式表示。必要时，还计算实物量（如原材料、工程量、占地、淹没、迁移人口及拆迁建筑物等方面）。

配电网发展规划　研究5～15年内大中城市供电及农村供电发展规划。城市配电网发展规划是在调查现有城网状况的基础上，按照未来负荷预测的水平，从改造和加强现有城网入手，合理选择供电电源、电压等级、城网接线和无功补偿与电压调整措施，提出负荷分布图，城网地理接线图和单线图以及对线路、变电站的预留走廊和所址。电源选择是根据中期规划中论证的电源建设原则，考虑城网负荷密度大小和厂址条件而定。通常，城市电源的类型和容量由中期发展规划确定，而电源的具体选点则由城网规划完成。电源要考虑有足够的可靠性，当某一电源因事故停电后，其余电源应仍能保证供电，并且要尽量靠近负荷中心。城网供电电压，各地情况不同，城网电压等级和最高一级电压的选择，要根据电网现有实际情况和远景发展慎重研究确定，一般尽可能有计划地简化等级。各国城市输入电源的高压送电电压也各不相同，如美国芝加哥，其高压为500/138kV，法国巴黎、意大利米兰则为380/220kV，日本东京为500/275kV，加拿大魁北克为735/220kV。为了保证供电可靠性（见《配电与用电卷》供电可靠性），城网多采用以最高电压的双回架空线作为外环，汇集由区域发电厂和电力系统供电的全部电力，然后从外环用高压配电电压转送到城市负荷中心。如果电力系统短路电流已达到现有开关容量极限值时，则采用在已有城网的基础上，再叠加更高一级电压电力网，如日本东京在已建成275kV环网上，又在外围叠加500kV环网，而

且将以后建设的大型电厂直接接到500kV环网上，再由此环网转供到275kV系统中去。中国确定城网由220（330）kV的输电网，110、63、35kV的高压配电网和10（20）kV的中压配电网，380（220）V的低压配电网组成。城市电力网的无功补偿应按就地补偿的原则逐级补偿。电压调整方面，国外普遍采用自动切合的电容器和带负荷调压变压器。在配电电缆增多的城市，还应增设自动切合的电抗器。变电所断路器及配电装置应选用小型化、无油化、免维修或少维修的设备，积极推广节能型设备。（见城市电力网规划）

农村配电网发展规划与城市配电网发展规划相同，只是负荷密度低，用电负荷比较分散。在农业用电比重大的农村，季节性对用电负荷影响较大；在乡镇工业比重大的农村，其用电与城市相同，配电网与城市配电网也大致相同。

环境和社会影响分析 应对规划期内规划实施可能造成的环境影响进行分析，主要包括资源环境承载能力分析（如能源、水源、用地、环境容量等），提出对其控制的建议以及从节地、节水、节能和合理控制污染物排放量的角度分析规划方案在贯彻落实可持续发展战略方面的程度。还宜进行社会影响分析，提出可能影响规划方案的相关因素，如移民、淹没面积、文化教育、健康、宗教、生态环境等，确定各规划方案对社会影响的程度和范围，避免规划方案对社会发展产生重大负面影响。

中期规划还要根据国家政策、规划方案、环境影响、投融资需求及社会对电价的承受能力等，对规划期内建设资金、电价水平、电价结构进行测算和分析。

dianli xitong zhongxingdian jiedi fangshi

电力系统中性点接地方式

（neutral grounding in electric power system） 电力系统中发电机及主变压器的中性点和所在的地网之间的连接方式。当发电机及主变压器的绕组（线圈）采用星形接线时，正常运行条件下的三相电压对称平衡，星形连接点的对地电位为零或接近于零，故称该点为中性点。中性点接地的性质属工作接地，不同的接地方式均应保证电力系统在正常及故障状态下运行的安全性与稳定性。

电力系统中性点接地方式是一个综合性的技术经济问题。它与供电可靠性、人身安全、设备安全、绝缘水平、过电压保护、继电保护、通信干扰及接地装置等技术密切相关，具有理论研究和实践经验紧密结合的特点，是电力系统实现安全稳定运行的系统工程。

电力系统中性点接地方式与系统中频繁发生的单相接地故障关系最为密切，研究的目的主要在于正确认识和恰当处理此类故障，将不良后果降到最低限度，以提高电力系统的运行绩效，使效益投资比更高、运行维护费用更低。在选定接地方式的过程中，必须根据系统现状和发展规划进行全面的技术经济比较，吸取国内外电力系统的运行经验和教训，综合比较确定，以避免因决策失误造成不良后果。

一般规定，在电网或其指定部分的各点上，不论运行方式和连接的发电机容量如何，只要接地系数，即零序电抗与正序电抗之比不大于3（$x_0/x_1 \leqslant 3$）、零序电阻与正序电抗之比不大于1（$r_0/x_1 \leqslant 1$）时，则它们的接地方式为中性点有效接地方式和中性点全（非常有效）接地方式；反之，（x_0/x_1）>3，且（r_0/x_1）>1的电网为中性点非有效接地方式。

发电机中性点接地方式　在处理发电机中性点接地方式问题时，主要考虑单机容量的大小。其接地方式有直接接地、不接地、低电阻接地、高电阻接地和谐振（消弧线圈）接地五种。随着单机容量的不断增大，因接地故障导致的定子铁芯烧损，检修十分困难，后果非常严重，因此限制单相接地故障的电流值，对发电机、特别是大型发电机的安全运行至关重要。故直接接地和低电阻接地早已废弃不用。（见发电机中性点接地方式）

电网和发电机中性点的一些接地方式，随着科技的进步，都尚有发展的空间。在选定方案时，应特别考量电力系统能否经济、安全和稳定地运行。

变压器中性点接地方式　一般情况下，变压器中性点接地方式就是其所在电网中性点接地方式。分为中性点有效接地方式、中性点全（非常有效）接地方式和中性点非有效接地方式三种。

参考书目

要焕年，曹梅月．电力系统谐振接地．2版．北京：中国电力出版社，2009.

平绍勋，周玉芳．电力系统中性点接地方式及运行分析．北京：中国电力出版社，2010.

dianli xitong zhubaohu

电力系统主保护

（electric power system main protection） 见电力系统继电保护配置。

dianli xitong zidonghua

电力系统自动化

（automation of electric power system） 采用具有自动检测、反馈、决策和控制功能的仪表、装置和系统，并通过通信和数据传输系统对电能生产、传输、分配、使用等各个环节进行就地或远方的自动监视、调节、控制、调度和管理的总称。其目的是保证供电质量和电力系统安全经济运行。

发展 电力系统自动化是在应用各种自动装置逐步取代人工操作的过程中发展起来的。20世纪50年代以前，电力系统自动化多限于单项自动装置，且以安全保护和过程自动调节为主。例如，电网和发电机的各种继电保护，汽轮机转速和发电机电压的自动调节，汽轮机的危急保安器，锅炉的安全阀，并网的自动同期装置等。50～60年代，电力系统规模发展到上千万千瓦，单机容量超过20万kW，并形成区域联网，对电力系统安全稳定、经济运行和综合自动化方面提出了新的更高的要求。厂内自动化开始采用机、炉、电单元式集中控制，系统开始装设模拟式调频装置和以离线计算为基础的经济功率分配装置，并广泛采用远动通信技术。各种新型自动装置如晶体管保护装置、晶闸管励磁调节器、电气液压式调速器等得到推广使用。70～80年代，以计算机为主体的监控与数据采集（supervisory control and data acquisition，SCADA）系统开始出现，并配有以实时网络分析为特征的电网能量管理系统（energy management system，EMS）应用软件。20万kW以上大型火力发电机组开始采用实时安全监控和闭环自动起停全过程控制；水力发电站的水库调度、大坝监测和电厂综合自动化的计算机监控开始得

到推广；各种自动调节装置和继电保护装置中广泛采用微型计算机。进入21世纪，各类自动化系统逐步向智能化发展，电网能量管理系统向广域、全景、机网协调和多目标时空协调方向发展，在线动态安全分析和可视化已成为控制中心的一项主要功能，基于相量测量单元（phase measurement unit，PMU）的广域测量系统（wide area measurement system，WAMS）为电网动态的实时监视（见图）提供了新的手段。



北京电缆网络运行监控中心

电力系统对自动化的要求 随着电力系统规模的不断扩大，系统结构、运行方式日益复杂，单纯依靠人工来监视、调度和控制电力系统已经不可能，必须应用现代测量技术、通信技术、控制理论、计算机技术、图像显示技术等高新科技手段来实现电力系统的自动化。电力系统对自动化的基本要求是：①迅速而准确地采集、检测和处理电力系统元件、局部系统或全系统的运行参数，并实时传送给本地或者远方的数据处理单元。②根据电力系统的实际运行状态和系统各元件的技术、经济和安全要求为运行人员提供调节和控制决策，或者直接对各元件进行调节和控制。③实现全系统各层次、各局部系统和各元件间的综合协调，寻求电力系统电能质量合格和安全经济运行。④提高供电可靠性，减少和避免电力系统事故，延长设备寿命，全面提高系统运行性能，减人增效。

电力系统自动化的主要内容 包括电力系统调度自动化，火电厂自动化，水电厂自动化，配电自动化和变电站自动化。

电力系统调度自动化 综合利用信息采集、通信、计算机和电力系统分析等技术，实现电力系统运行、调度决策、控制和管理自动化的总称。电力系统调度自动化系统包括调度自动化主站系统、厂站自动化系统和通信系统（见*电力系统调度自动化*）。调度自动化系统是按电力系统结构和调度组织的分层来设计的（见*电力系统调度分层控制*）。

火电厂自动化 利用计算机对火电厂相关的设备和系统进行自动调整和控制，实现火电厂的安全经济运行。主要功能包括：①对厂内机、炉、电等运行设备的安全监视：包括数据采集、数据处理、状态监视、越限报警、故障检出等。②机组起停的实时控制：通过对汽水系统、燃烧系统、辅助系统、给水系统的自动控制，实现锅炉点火、升温升压、汽轮机升速、初负荷保持、升负荷直至发电机并网的全部过程的自动化。③正常调节：对厂内机、炉、电等运行设备进行实时控制，实现有功负荷的经济分配和自动增减，实现母线电压的自动控制和无功功率的自动增减与合理分配。④事故处理：在事故发生和发展过程中，发出必要的连锁保护动作指令，自动采取紧急措施（如减负荷、停机），以确保机组安全。在事故处理过程中，监视和记录设备的状态及主要参数，供事故后分析。

水电厂自动化 利用计算机对水电厂相关的设备和系统进行自动调整和控制，实现水电厂的安全经济运行。包括三方面内容：①大坝监护自动化，功能包括数据采集、计算分析、越限报警等，实现大坝各项变量（如温度、应变、应力、坝缝开度、渗透压力等）的实时监测和分析，提供大坝维护方案。②水库调度自动化，功能包括雨量和水文信息的自动收集，未来时段水库的入水流量变化及洪水预报，水库的长、中、短期的优化调度计划的制订，以及考虑防洪、灌溉、航运、供水、养殖等进行蓄洪和泄洪控制方案的选择。③水电厂运行自动化，功能包括对全厂和梯级水电站运行状态的计算机自动监控，全厂机电设备运行的安全监测，事故顺序记录，发电机组起停的自动控制、优化运行和经济负荷分配、稳定监视和控制（如切机、电气制动、调频调相运行、低频自动起动机组等）。在梯级开发的水系，还可进行全梯级水电站的集中调度和控制，对中、小型水电厂实现无人值班和控制中心的远方监控。

配电自动化 利用计算机对配电网中的设备和系统进行自动的调整和控制，保证电力用户得到优质、经济的电力供应。主要功能包括：①配电网的实时监视和自动操作。通过装在配电开关和配电变压器上的终端采集信息和数据，并接受配电网控制中心的遥控操作命令，如投切配电网中联络断路器或分段开关，以便切除故障或调整潮流。②无功功率和电压的自动调整。在电压变动时，自动投切电容器或调节变压器分接头。③用户的用电监视和负荷控制。对用户的用电情况进行监视，按照合同或者事先制定好的规则，采用光纤、载波、无线等通信手段直接发出对用户的控制信号，操作被控用户的断路器，投切负荷。④配电网管理自动化。采用基于地理信息系统（geographic information system，GIS）的自动成图（automatic mapping，AM）和设备管理（facilities management，FM）功能，实现配电设备的管理、设备的检修和计划管理、自动抄表、用户报修和报装等多种管理业务的自动化。（见*配电系统自动化*）

变电站自动化 利用计算机网络和现代通信技术，将变电站内测控装置、继电保护、安全自动装置、状态检测装置、就地监控计算机等二次设备进行联网，实现变电站运行管理的自动化。变电站自动化系统的功能：①实现对变电站各种电网电气参数（电压、电流、有功、无功等）和设备状态参数（温度、湿度、绝缘等）进行实时测量、分析和处理；②接收来自站内或控制中心的控制命令，通过二次设备对相应的对象进行控制。（见*变电站自动化系统*）

参考书目

李先彬．电力系统自动化．5版．北京：中国电力出版社，2007.

王葵，孙莹．电力系统自动化．北京：中国电力出版社，2012.

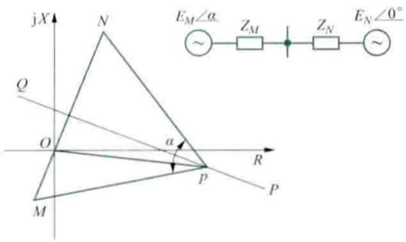
dianli xitong zidong jielie zhuangzhi

电力系统自动解列装置

（automatic power system splitting device） 当电力系统发生失步振荡、频率崩溃或电压崩溃，在预先安排的适当地点有计划地自动将电力系统解开，或将电厂与连带的适当负荷自动与主系统断开，以

平息振荡或保证重要负荷不间断供电的自动装置。依系统发生的事故性质，按不同的使用条件和安装地点，电力系统自动解列装置可分为失步解列装置、频率解列装置及低电压解列装置。

失步解列装置　反应系统振荡时动作的自动解列装置，又称振荡解列装置。这种装置的通用动作原理是测量装置安装点视在阻抗（或电阻分量）的变化率。在各种系统运行情况下，安装点见到的阻抗变化与两侧电源电动势间的相位差角的典型关系如图所示。图中原点是解列装置的安装点，$\overline{OM}=Z_M$与$\overline{ON}=Z_N$分别代表安装点到两侧电源处的系统等价阻抗，当两侧等价电源幅值相等时，取$\overline{MN}$的中垂线为$\overline{PQ}$，α为M侧电源领前N侧电源的相位角，$\overrightarrow{Op}$即为安装点装置见到的阻抗。当系统振荡时，α变化，p点轨迹为$\overline{PQ}$。当在Z_N上发生短路时，p点跳到$\overline{ON}$线上由O点算起的相应短路阻抗处；振荡时如果M侧电源转速较快，点p的运动方向为由P向Q；如果M侧电源转速较慢，则由Q向P。由此可见，可用安装点见到的阻抗值及其变化率来区别正常运行、振荡及短路。



失步解列装置安装点见到的阻抗变化轨迹图

为了快速解列，在检测到阻抗值逐渐变化到相应于α值略小于180°时，即可判为振荡，动作断路器解列。这种做法的缺点是断路器可能正好在两侧电源电动势相位角差180°时开断最大振荡电流。如果要躲开反相开断，要待相应的α角经过180°后才发跳闸脉冲。在有的电力系统中将系统划分为大小不同区域，分级安排有计划地先后解列。

频率解列装置与低电压解列装置　在系统发生突然的严重有功功率缺额时，以频率降低为判据，将带有适当重要负荷的地区电厂或系统间联络线解列，以保持重要负荷与小系统的安全供电。例如，对大工业企业用作保安电力的自备电厂，往往有这种配置；在水火电厂并联的小系统中，如果因故甩负荷过多，作为主电源的水电厂可能严重超速，为了避免系统频率过高损坏并联运行的火电机组，需要在频率升高时自动解列部分水电机组以抑制系统频率过高，或者自动解列火电机组使之带部分地区负荷。为了避免当系统突然断开时，因同时出现无功功率严重缺额而产生电压崩溃快于频率崩溃，使频率悬浮于并非极低值的可能，一般都同时辅之以低电压解列。为了增加可靠性，还可以考虑解列装置与解列断路器的双重化。

dianli xitong zuida fuhe

电力系统最大负荷

(peak load of electric power system)　在日、月、季、年等单位时段内电力系统总发电功率的最大值再加（减）同一时刻的电力系统联络线受（送）电电力值。电力系统最大负荷按有功功率和无功功率分别统计。它通常出现在上午或傍晚。最大负荷期间电力系统处在重载状态，在电力平衡不足的情况下，备用发电容量较少，并伴随有特殊问题需要解决，如：①电力系统频率易偏低；②局部地区电压易偏低；③个别设备重载运行；④局部地区稳定性降低等。将每日（月、年）最大负荷连接成曲线，称为日（月、年）最大负荷曲线，可用来分析负荷变化趋势、为负荷预测及编制下一个时段（日、月、年）的电力生产计划和电力系统运行方式做参考。

dianli xitong zuida ketiao chuli

电力系统最大可调出力

(maximum available generating capacity of electric power system)　电力系统在一定时期内所有发电机组最大可调出力的总和。最大可调出力是电力系统运行中的重要参数，它必须大于电力系统最大负荷，以便确定备用容量和检修容量以及安排电力系统的生产计划。发电机组的最大可调出力有时小于其铭牌（额定）出力，它们之间的差额称为受阻容量。

形成受阻容量的主要原因有：①发电机组本身存在缺陷；②辅助设备与主机不配套或部分辅助设备发生故障；③炎热季节冷却水温较高使汽轮机达不到额定出力；④供热机组当热负荷较小时；⑤水轮发电机组当水头降低时或限制放水量不能发电时；⑥输变电设备与发电设备不配套或电力系统结构不合理，使发电厂不能满发；⑦燃料暂时短缺等。

随着季节的变化和运行条件的改变，受阻容量是变化的，电力系统最大可调出力也随之变化，需要不断进行分析，以便采取措施，提高电力系统的供电能力与经济效益。

dianli xitong zuixiao fuhe

电力系统最小负荷

(minimum load of electric power system)　在日、月、季、年等单位时段内电力系统总发电功率的最小值再加（减）同一时刻的电力系统联络线受（送）电电力值。电力系统最小负荷按有功功率和无功功率分别统计。它通常出现在夜间，只在特殊的节假日（如春节期间）出现在中午或下午。最小负荷期间电力系统处在轻载状态，备用发电容量较多，但伴随有特殊问题需要解决，如：①电力系统频率易偏高；②局部地区电压易偏高；③个别设备重载运行；④局部地区稳定性降低等。

频率调整　电力系统最小负荷与最大负荷的差值较大，有的电力系统的日最低负荷可低至同日最高负荷的40%～50%。为适应这种变化，电力系统必须调整发电出力，以保证频率质量。一些机组要停机，一些机组要低出力运行，抽水蓄能机组要在抽水工况下运行。

电压调整　电力系统无功最小负荷也出现在夜间，此时输电线路中的大量充电功率造成电力系统无功功率过剩，从而引起电压偏高。解决途径有：①减少无功出力，如降低发电机、调相机的无功出力以至进相（吸收无功功率）运行；②停掉一些补偿用的并联电容器；③投入并联电抗器等。

个别设备重载运行　电力系统从最大负荷到最小负荷会引起一些输变电设备的传输功率日夜之间有较大变化。在最小负荷期间虽然大部分设备处于轻载状态，但可能有个别设备负载变大甚至过负荷，在运行方式上应预先安排措施消除之。

局部地区稳定性降低　距电力系统中心较远的大容量抽水蓄能机组在最小负荷期间转为抽水工况运行，从系统中吸

取大量有功功率，此时稳定性较低。为提高稳定性，必要时可采用在适当地点安装安全自动装置等措施。（见电力系统安全自动装置）

dianlixian zaiboji

电力线载波机　(power line carrier equipment)
通过电力线传输模拟或数字信号的载波通信设备。可以根据应用和电压等级对电力线载波机进行分类。

根据应用，载波机可以分为专用型和复用型两大类。专用型电力线载波机主要有电话专用、远动专用和保护专用三种形式；复用型电力线载波机主要有语音复用远动和复用保护两种，或者远动、保护同时与语音复用。此外，还有一种专用传输设备称为远方保护信号传输设备，也称为高频保护收发信机，它相当于远方保护接口设备与电力线载波机的结合。

根据电压等级，可分为高压载波机、中压载波机和低压载波机，传统意义上的载波机为高压载波机。

应用　电力线载波机的应用主要包括电话、远动及远方保护。

电话　可以通过电力线载波系统进行传送。电话通路一般采用二线方式或四线汇接交换方式。

在模拟载波机中，一般将电话的上限频率设置在2000Hz或2400Hz以下，2400Hz以上的频带（上音频频带）供非电话信号传输使用。一般情况下，在4kHz带宽内传输一路话音和一路复用信号。

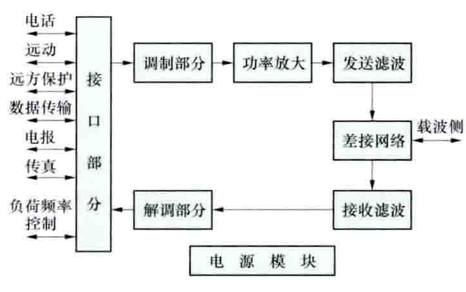
在数字载波机中，电话采用时分方式，在4kHz带宽内，在信噪比允许的情况下，可传输1～8路电话。

远动　信号一般采用检错校验编码方式，以达到高度的安全性，避免错误动作或丢失信号。其传输速率从50bit/s到2400bit/s或以上。

远方保护　为保护电力设备安全，防止事故扩大，保证电力系统稳定运行和连续供电，在电力系统发生故障时，通过远方保护系统在线路两端间高速地传送继电保护信息，控制两端保护装置有选择性地快速动作，切除故障。

在电力线载波系统中，远方保护可以专用一条载波通道，也可以和电话信号等复用一条通路，可根据实际情况进行选择。

基本构成　如图所示，电力线载波机一般包括电源模块、接口部分、自动盘（交换），调制/解调部分、功率放大，发送/接收滤波、功率放大及差接网络单元，各部分功能如表所示。



电力线载波机系统框图

电力线载波机各部分功能

序号	模块	功　能
1	电源模块	外部电源的输入，并为各模块供电
2	接口单元	完成各种信号的输入输出及音频部分的处理功能
3	调制部分	将音频信号调制到载波频段
4	功率放大	根据传输距离、线路情况等因素将要发送的信号放大到合适的功率
5	发送滤波	滤除发送信号中的谐波分量，匹配线路阻抗
6	接收滤波	滤除接收频段外的其他信号
7	解调部分	将接收到的载波信号解调到音频段。并进行自动增益控制
8	差接网络	将收发信号进行分离，并且将发送支路信号耦合到外线，将收信支路的信号耦合到收信支路。避免过强的发信信号影响收信信号的信噪比

dianlixian zaibo ouhe fangshi

电力线载波耦合方式　(coupling modes of power line carrier)　电力线载波设备发射的高频信号通过耦合装置连接到电力线上的方式。耦合方式包括信号注入方式和设备接线方式两个层面。

信号注入方式　主要有电容耦合、电感耦合、天线耦合与陶瓷电真空耦合四种，其中天线耦合、陶瓷电真空耦合在早期中、高压载波耦合中采用，现已停止使用。电容耦合是利用静电感应原理，通过容性耦合装置，向电力线网络注入或从中提取信号的方式。电感耦合是利用电磁感应原理，通过感性耦合装置，向电力线网络注入或从中提取信号的方式。四种方式中，电容耦合效率较高、信号不失真，电感耦合设备简单、安装简便，因此这两者成为现在电力线载波耦合的主要方式。电容耦合方式中，高频信号线通过耦合电容器（或电容分压器）、线路阻波器和结合滤波器设备连接到电力线上。电感耦合方式中，高频信号线直接通过箍在电力线上的铁氧体磁环耦合到电力线上。高、中压载波设备中，需要独立的载波耦合设备；低压载波设备中，耦合装置往往集成在信号调制解调设备内，不单独安装。

设备接线方式　主要有相地耦合和相相耦合两种。相地耦合方式是将载波机接在一条相导线与地之间，每个耦合点只需装一套耦合装置。相相耦合方式是将载波机接在两条不同的电力相线之间，每个耦合点需装两台耦合装置。相地耦合设备经济、线路利用率高，但传输衰减较大，可靠性较差；相相耦合成本较高，建设复杂，但传输衰减较小，可靠性较高，收、发信号干扰较小。因此高、中压载波普遍采用相相耦合方式，而低压载波两种方式都可能采用。

dianlixian zaibo ouhe zhuangzhi

电力线载波耦合装置　(line coupling equipment)
将载波信号耦合到电力线上所需的设施。电力线载波耦合装置使载波信号进入电力线及从电力线引出时损耗较小，使通信设备和电力线的工作电压、操作过电压、雷电过电压隔开，减少一次设备对载波信号引起的分流损失，并使通道的线路阻抗不受电力系统操作的影响。

组成　包括耦合电容器（或电容分压器）、线路阻波器、结合设备及高频电缆，它们的连接关系见图1。

线路阻波器　线路阻波器与电力线串联，连接在耦合电容器与电力线的连接点和变电站之间，或接在电力线的分支

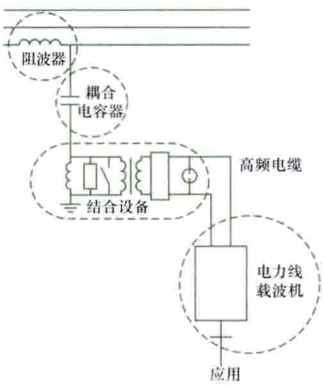


图 1 耦合装置示意图

处。其对工频呈现低阻抗以输送电能，对载频呈现高阻抗以减少母线或分支线对高频信号的分流损失。

线路阻波器主要由能通过全部线路电流的强流线圈、调谐元件和保护元件组成。强流线圈用来通过工频电流，电感值为0.2～2mH，其额定持续电流应大于线路的最大工作电流。调谐元件用于提高线路阻波器阻塞效果，为保证效果，通常按电阻分量法调谐，一般分流损失不应超过2.6dB。电力线路上的开关操作、短路、断线等故障及雷击均会引起前沿陡峭的过电压波，并作用到阻波器上，可能会引起强流线圈的匝间电弧闪络、调谐电容器的击穿等故障。保护元件（避雷器）主要用于保护线路阻波器不受瞬时过电压的损坏；此外，对于330kV及以上系统使用的线路阻波器一般还配有防晕棒或电晕环。

耦合电容器（或电容分压器）　耦合电容器连接在结合设备和电力线之间，隔离工频高电压，并与结合设备一起构成高频信号的耦合电路，同时起隔离工频高压的作用，以保证人身和设备的安全。

耦合装置的通频带宽取决于耦合电容器的电容量。220kV以下线路一般选用10 000pF，220kV及以上线路一般选用5000pF。

结合设备　结合设备与耦合电容器配套使用，用来抵消耦合电容器的高频容抗，减少高频电流的衰减，并进行阻抗变换，以便有效地传输载波信号；同时用来保证设备和人身不受工频电压和瞬时过电压（雷击和开关操作等引起）的危害。结合设备由接地刀闸、避雷器、排流线圈、调谐元件（包括匹配变量器）组成。

（1）接地刀闸：在安装、维修和其他需要的情况下，将结合设备的一次端子直接有效地接地，保证设备和人身安全。

（2）避雷器：限制来自电力线的瞬时过电压。

（3）排流线圈：为通过耦合电容器的工频电流提供接地通路。

（4）调谐元件（包括匹配变量器）：与耦合电容器一起组成高通、带通滤波器或其他网络，以提高载波信号的传输效率。

在结合设备工作频带内，工作衰减应小于2dB。结合设备应尽可能与线路特性阻抗匹配，以提高传输效率。在结合设备的工作频带内，线路侧和电缆侧的回波损耗应大于12dB。测试时应计及耦合电容器低电压端子杂散电导和杂散电容的影响。

高频电缆　高频电缆接在结合设备的二次端子和载波机之间，按照载波机线路载波输出输入端不同阻抗的要求，可以用不对称电缆（同轴电缆）或对称电缆。同轴电缆的阻抗值一般为75Ω；对称电缆的阻抗值一般为150Ω。中国主要采用同轴电缆，国外部分国家采用150Ω对称电缆。

采用同轴电缆时，屏蔽层的接地有不同的方法。如电缆处于同一个接地网范围内，有两种接地方法：一种是将同轴电缆屏蔽层的两端都接地；另一种是只在载波机一端将同轴电缆的屏蔽层接地。前一种方法可以保证工作人员的安全，因为在当地的地和屏蔽层之间不会出现电位差。采用这种接地方式，在发生故障时，同轴电缆的屏蔽层和芯线中会出现工频环流电流。工频环流将引起其他问题，例如结合设备的线圈有磁芯时将使磁芯饱和。如结合设备和载波机不在一个接地网范围内，故障时两端地电位可能相差很大，同轴电缆屏蔽层中的环流可能达到危险程度，使电缆损坏。这时，建议只采用在载波机一端将屏蔽层接地的方法。一端接地虽没有工频环流，但在结合设备匹配变量器两线圈间会出现电位差。匹配变量器必须按这种情况设计，对故障时屏蔽层与地之间可能有电位差的问题也应采取预防措施。采用铠装电缆时也会发生类似问题，应做同样考虑。

耦合方式　分为相地耦合、相相耦合和绝缘地线耦合。

相地耦合　在中国，330kV及以下的输电线路90%以上均采用相地耦合方式，原理如图2所示。相地耦合方式所用结合加工设备少、费用低，在同一输电线路中可开通载波通信电路最多。由于80%的线路故障是单相故障，当耦合相线路故障时，通信将中断。另外，线路传输衰减比较大，在中间不加增音站的直通输电线上，开通距离约在500km以内。

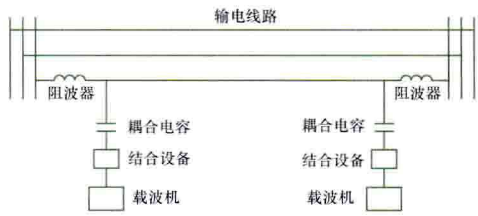


图 2 相地耦合方式

相相耦合　相相耦合方式就是用差接变量器，将两个相地耦合电路汇接后，送往载波机，原理如图3所示。采用这种耦合方式时，虽然结合设备比相地耦合方式多一倍，但线路衰减可降低5dB左右，更主要的优点是，当线路故障时，通道运行的可靠性大为提高，在中间不加增音站的直通输电线上，最大开通距离可增加到700km左右。在中国，500kV输电线路均采用这种耦合方式。

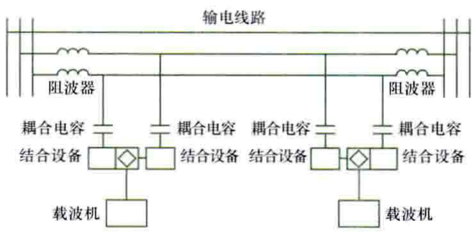


图 3 相相耦合方式

绝缘地线耦合　将输电线路上的避雷线用绝缘子绝缘起来，并在绝缘子两端安装适当击穿电压的保护间隙，即构成绝缘地线通道。实践证明，避雷线绝缘后，可大大降低输电线损，同时又可开通绝缘地线载波通信。耦合电路如图4所示。

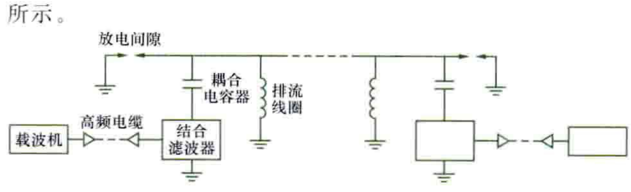


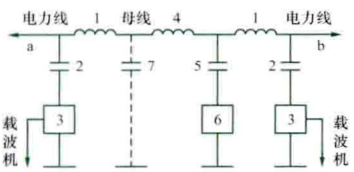
图 4 绝缘地线耦合方式

dianlixian zaibo pinlü fenge sheshi

电力线载波频率分隔设施 (power line carrier frequency separation installation)　安装在变电站中，用以增加两条出线间载波频率的跨越衰减，使载波频率可以重复使用的设施。电力线载波可利用的频率范围有限，为了实现载波工作频率在同一电力网络中重复使用，必须通过电力线载波频率分隔设施来增加各电力线间载波信号的跨越衰减。

在电力线的两端通常已装设阻波器，对载波信号会产生一些阻塞作用，然而阻波器的阻塞作用有限。当一个变电站同一电压等级两个方向出线的同名相装有正确调谐的阻波器时，其间的跨越衰减一般可视为 26dB 上下；而两载波通道重复利用频率所需的跨越衰减应为 55～60dB 以上。一般在同一电压等级电力网中，在相隔两段线路、三个变电站的情况下，才可以使用相同载波频率。这为电力线载波系统的设计工作带来困难。

载波频率分隔装置基本电路如图所示。图中的 1、2、3 是电力线载波通道原有的阻波器、耦合电容器和结合滤波器（见电力线载波耦合装置）；4、5、6 是为增加阻塞效果而加装的阻波器、耦合电器和调谐元件；7 是变电站母线及所接设备的总电容。图中所示是一个相的结构，其他两相也安装相同的设备。所有这些设备在电力线 a、b 对地之间形成四端低通或带阻滤波器，对某载波频段呈现较高衰减，如衰减大于 55～60dB，就可以重复使用载波频率。这些设备可以增加或减少，增加设备可以加大跨越衰减值，但也必然增加投资，并受场地条件限制。因此，应以计算机辅助设计方法，就设备费用低（特别是高压设备费用）、阻塞频带宽、跨越衰减大等方面进行优化设计，针对具体情况，获得最佳效果。



载波频率分隔装置基本电路

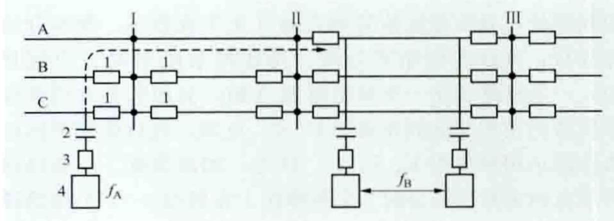
1、4—阻波器（包括调谐元件）；2、5—耦合电容器；3—结合滤波器；6—调谐元件；7—变电站母线电容（1、2、3 是原有的，4、5、6 是为增加阻波效果而加装的）

这种分隔装置主要适用于不同出线方向的电力线。对于地理位置靠近的电力线，由于它们之间存在电磁耦合，即使采用分隔装置，阻塞效果也受到限制。

dianlixian zaibo pinlü fenpei

电力线载波频率分配 (power line carrier frequency planning)　在电力线载波系统规划设计中，对电力线载波通道使用频率的安排。这种安排的目的是防止通道间相互干扰，保证通信系统的正常运行。

电力线载波通道间的干扰　如图所示，电力线载波机 A（通道 A）的频率为 f_A，电力线载波机 B（通道 B）的频率为 f_B。由于电力线相互连接，各相线之间有电磁耦合，f_A 信号可由 C 相耦合至 A 相经线路传输至载波机 B，对 f_B 信号产生干扰。同样，f_B 也可经相似路径干扰 f_A。



电力线载波通道干扰示意图

1—阻波器；2—耦合电容器；3—结合滤波器；4—电力线载波机；f_A、f_B—载波机工作频率

影响载波通道间的干扰因素有：①电力线载波机的发送功率越大，则对其他载波通道的干扰信号越强。②干扰信号在传输过程中总会有衰减，包括线路传输衰减、相间跨越衰减和阻波器或载波频率分隔设施的跨越衰减等。这些衰减的总和使干扰减小，衰减越大，产生的干扰越小。③被干扰的信号越强，则受干扰的影响越小。④被干扰载波机的收信选择性越高，对干扰信号和被干扰信号的分辨能力越强，则被干扰载波机所受的干扰越小。

电力线载波通道的干扰可按下式计算

$$P_{s/I} = P_B - (P_A - b_r - b_t - b_s)$$

式中 P_A 为干扰载波机发送电平，dB；b_r 为干扰信号路径中的跨越衰减，dB；b_t 为干扰信号路径的传输衰减，dB；b_s 为被干扰载波机选择性衰减，dB；P_B 为被干扰载波机接收信号电平，dB；$P_{s/I}$ 为信号干扰比，dB。

按上式计算出信号干扰比值 $P_{s/I}$，要求对可懂串音防卫度大于 55dB，对不可懂串音防卫度大于 47dB，表示通道间的干扰在允许范围内可正常运行。

为了提高通道间的跨越衰减，减小通道干扰，可以采取的措施包括：①在电厂的电力线出线 A、B、C 三相用阻波器阻塞。②在电厂的电力线出线 A、B、C 三相加装电力线载波频率分隔设施。

电力线载波通道的频率分配　电力线载波系统使用的频率范围为 40～500kHz，一条电力线载波电路占用频带宽度为 2×4kHz，共有 57 组载波电路频带可供安排。通过频率分配应做到：①安排具体载波电路频率，使通道间相互干扰满足指标要求。②在指定的电力系统范围内尽可能安排较多的电路，提高频谱的利用率。频率分配方法有频率插空法、频率实测法及频率分组重复法等。

频率插空法　在已占用的电力线载波通道频率的基础上，寻找适当的频率空位，选择插入新的载波频率。经过计算，表明新老载波频率间无干扰，即可确定新加通道的频率。这种方法较简单，但频率浪费较大。

频率实测法　与频率插空法类似，用测试方法证明新的载波频率不致造成与其他通道互相干扰，即可以使用。这种方法对频率的浪费也较大。

频率分组重复法　其特点是可以重复使用频率，因此可以安排较多的通道。具体方法是根据载波机的收发频率间隔和频率选择性等参数，把载波频谱 40～500kHz 分成若干标准频率组如 A、B、C、D 等，每组包括几个载波通道频点。频率组的划分原则为：①相同的频率组用于一条电力线上，同组内各频点间无相互干扰，载波机可并联使用。②不同的频率组用于不同的相邻电力线上，频点间无

相互干扰。③在经过2～3个电力线路段之后，可以重复使用频率组，只要经过验算频点相互无干扰即可。频率分组完成后，可以进行频率分配。先选择系统中某一中间部位，一条线路选用一个频率组如A组，其相邻各方向的线路段各选用相邻的频率组如B、C、D等，然后依次更远的线路段选用频率组E、F、G、H等。如此类推。一条线路开通电路多时也可分配2个频率组，在经过2～3个线路段后，频率组可以重复使用。对于较长的线路，应安排用较低频率的频率组。

频率分组重复法是一种较为完善的分配方法。这种方法的优点是：①频率分配有计划地进行，频率可重复使用，提高频谱的利用率。②一条线路分一组频率，做到频率预留，对发展留有余度。在中国已普遍推广使用该方法。

dianlixian zaibo tongdao ceshi

电力线载波通道测试 (measurement of power line carrier channel parameters) 应用测试手段，对载波通道进行检测。由于电力线载波是利用电力线作传输媒介的通信通道，而电力线是为传输工频电流设计的，故电力线上电晕杂音、脉冲杂音及有限的传输带宽等，直接影响了电力线载波信号的传输和接收质量。为了客观地评价电力线载波通道的传输性能，特别是在载波通道开始建立或重新调整的时候，需要对载波通道进行一些测试。

载波通道由高频电缆、结合滤波器、耦合电容器、线路阻波器和电力线路等部分组成。为了了解通道的传输性能，需要对这几部分分别进行测试。实际上所有线路组成部分对通道的影响都可以通过线路衰减、通道衰减、通道输入阻抗和噪声电平等参数来体现。

线路衰减测量　线路衰减是线路两端耦合电容器与电力线连接点间的衰减，是线路本身的衰减。线路衰减测量需在线路停电后直接在电力线上进行。尽管电力线停电，但线路上仍存在着感应的高电位，应在导线上加装排流线圈，泄放感应电动势和电流，以保障测试人员人身安全和测试设备的安全。

线路衰减测量采用工作衰减的测量方法，接线如图1所示，衰减值按式(1)计算

$$A=P_1-P_2-6 \qquad (1)$$

式中A为线路衰减，dB；P_1为振荡器发送电平，dBu；P_2为选频表接收电平，dBu。

通道衰减测量　通道衰减是电力线载波通道两端载波机载波端子间的全部衰减，包括两端高频电缆、结合设备、耦合电容器、线路阻波器及线路的衰减。

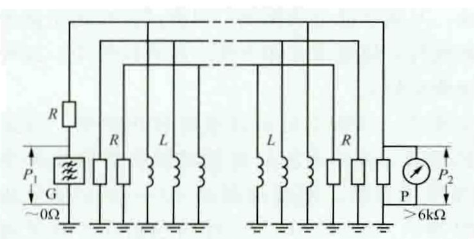


图1　线路衰减测量接线图

G—振荡器；P—选频表；L—排流线圈；R—线路匹配电阻(一般取线路阻抗设计值)

通道衰减是决定电力线载波通信信噪比的一个重要因素，最好进行全频段测试，找出其中可能存在的衰减峰值。阻波器的阻塞效果和变电站引起的衰减可以由不同操作状态下(例如电力线两端开路、两端接地、两端接变电站母线等)多次测试结果观察分析出来。

通道衰减测量接线如图2所示，衰减值按式(2)计算

$$A_{tot}=P_1-P_2-6+10\lg\frac{R_2}{R_1} \qquad (2)$$

式中P_1为振荡器发送电平，dBu；P_2为选频表接收电平，dBu；R_1、R_2为高频电缆的匹配电阻和负载电阻，Ω。

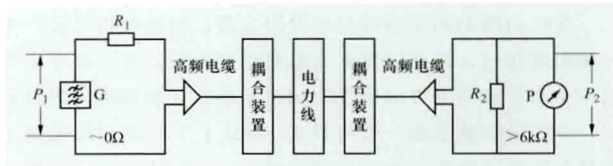


图2　通道衰减测量接线图

G—振荡器；P—选频表；R_1、R_2—电缆匹配电阻和负载电阻

通道输入阻抗测量　为了获得良好的传输性能，应尽量使电力线、结合设备、高频电缆及电力线载波机间各连接点阻抗匹配。电力线的输入阻抗是随频率变化的复阻抗，尽管有些结合设备设有可供调整阻抗匹配的端子，接上电力线后，仍不能在整个载波频率范围都得到准确的匹配。

在现场准确测量通道输入阻抗的电阻分量和电抗分量是比较困难的。一般可只用电流电压法测量输入阻抗的模值，或只测量回波损耗。

为了了解通道输入阻抗情况，应在耦合装置工作频带中不同频率点进行测量。

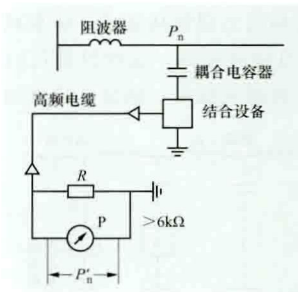


图3　噪声电平测量接线图

R—高频电缆负载电阻；P—选频表

噪声电平测量　电力线载波噪声电平测量可以在高频电缆载波机端进行，如图3所示。

应将测得的噪声电平折算到耦合电容器与电力线连接点上的数值。测量时应避开可能出现的干扰。

电力线的噪声电平与天气、海拔高度、环境状况、线路的新旧程度及电压等级等很多因素有关，只有根据长期积累的测试结果进行统计分析取得的概率统计值才能用作噪声电平的代表值。

dianlixian zaibo tongdao shuaijian

电力线载波通道衰减 (attenuation of power line carrier channel) 电力线载波信号从发信端经高频电缆、耦合装置、电力线至接收端的总损失。电力线载波通道衰减由线路衰减和耦合衰减组成。

线路衰减　线路衰减与线路长度和导线排列、相导线的结构和材料、地线的结构和材料、高频桥路、载波频率、耦合方式、大地电阻率、铁塔效应、天气情况及线路的不均匀性(换位、分支、插入电缆等)相关。

耦合衰减　包括经过结合设备和高频电缆的损失、阻波器和未阻塞相泄漏引起的载波信号分流损失以及其他损失。

系统设计时，需要综合考虑这些因素对载波通道的衰减，以保证载波通道满足系统要求。

dianlixian zaibo tongxin

电力线载波通信 （power line carrier communication，PLC） 利用传输电能的电力线作为通信介质，实现数据、话音、图像等综合业务传输的通信技术。按照电压等级划分，可分为高压电力线载波通信、中压电力线载波通信和低压电力线载波通信。按照使用频率范围来划分，可分为使用500kHz以下频率、数率低于1Mbit/s的窄带通信和使用2～30MHz频段、数率高于200Mbit/s的宽带通信。由于电力线机械强度高，可靠性好，不需要线路的基础建设投资和日常的租借费用，因此电力线载波通信具有较高的经济性和可靠性，在电力系统的调度通信、生产指挥、行政业务通信以及各种信息传输方面发挥了重要作用。

传统的电力线载波通信是指利用35kV及以上高压输电线路作为传输通道的高压电力线窄带载波通信，仅仅局限于传输话音、远动控制信号等，应用范围窄，传输速率较低。经过近百年的发展，高压电力线载波通信的理论、设备、工程及运维都较为成熟，如通道衰减、信号模式分析计算、通道测试、频率分配、载波机、耦合装置、频率分隔设施等。电力线载波通信已经实现数字化，正在向大容量、高速率方向发展。

中压电力线载波通信利用中压（6kV、10kV、20kV及35kV）电力线作为通信介质，为接入电力骨干通信网、配电自动化、需求侧管理等应用提供传输通道。中压窄带电力线载波通信有小规模应用，中压宽带电力线载波通信则处于试点应用阶段。

低压电力线载波通信利用低压（110V或220V）电力线作为传输介质，窄带载波通信主要应用于负荷控制、用电信息采集、智能建筑和家居自动化等业务，正在向高于100kbit/s的高速化方向发展。宽带载波通信为用户提供互联网接入、家庭局域网、用电信息采集、智能家居等应用，正在向Gbit/s级发展。

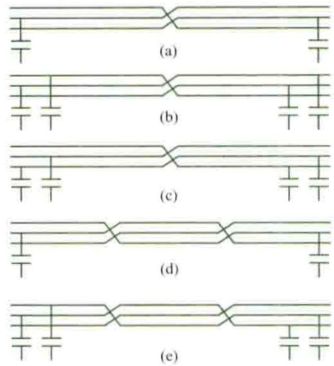
为充分发挥低压电力线载波通信用于用电信息采集系统的技术的优势，中国科研工作者率先提出了中频带（使用2～12MHz频段）低压载波通信技术，为此开发了具有自主知识产权的专用芯片，能够提供2～10Mbit/s的通信速率，实现了低功耗、低成本、高可靠性、高集成度、高可用性的低压电力线载波通信应用。

dianlixian zaibo xinhao moshi fenxi jisuan

电力线载波信号模式分析计算 （mode analysis and calculation of power line carrier signal） 利用模式理论对电力线载波信号传输性能进行分析计算的方法，也称为模分量分析法或模分量法。数学上，为了便于分析计算，常将物理量按一定规律分解成模分量。这种方法在土木建筑、桥梁设计等许多工程领域都得到应用。

模分量法可用于输电线路高频信号传输特性分析。对于一条由 n 根导线组成的输电线路，在发送端把高频信号分解成 n 组不同的模分量，根据各模相应的传输特性和衰减情况，计算出终端处已变化了的各模分量，再将其合成得到终端处的相电压和电流。此种方法与力学计算中力的分解和合成方法类似。

模分量法能精确计算不同电力线路上的各种复杂形式电力线载波通道的线路衰减，包括相导线和地线换位、覆冰及各种不同的耦合方式等情况；精确计算线路衰减需要原始数据，有些基本参数在电力线路本体没有完成勘测设计之前往往无法提供。在电力系统通信规划和设计阶段，一般不具备精确计算条件。



相地耦合、相相耦合的最佳方式示意图

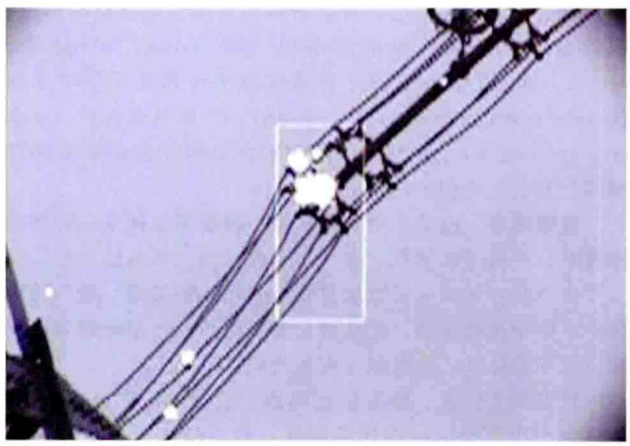
(a) 相地耦合；(b)、(c) 相相耦合；(d) 相地耦合；(e) 相相耦合

中国国家标准GB/T 14430《单边带电力线载波系统设计导则》给出了选择正确的耦合方式的方法，如图所示。

dianlixian zaibo zaosheng

电力线载波噪声 （power line carrier noise） 在电力线载波频段中由于电力线上的电磁噪声影响而产生的干扰信号。其类别有电晕噪声、脉冲噪声、背景噪声、谐波噪声、突发性噪声、行波噪声等。

高压电网的电力线噪声主要有电晕噪声和脉冲噪声。电晕放电如图所示。电晕噪声由高压电力线表面的强电场对空气放电和绝缘子表面及其内部放电等原因产生，由很多时间极短的矩形脉冲叠加而成，是连续的随机噪声，它对通信传输质量影响很大；脉冲噪声由隔离开关和断路器操作、短路故障电弧和雷电等原因引起，其电平较高，是短时间出现的偶发性噪声，它对数据信号特别是远方保护信号的传输影响较大。



输电线路电晕放电现象

IEC 663《单边带电力线载波系统的设计》（Planning of single-sideband power line carrier systems）给出在电力线耦合点处4kHz带宽噪声电平的典型值，220kV以下系统为−35～−25dBm；220kV及以上系统为−20～−10dBm。

低压电网的噪声主要有：①背景噪声：包括来自配电变压器一次侧的噪声、低压电网电气设备产生的噪声以及空间

雷电、无线电波在电力线上产生的感应干扰等。②工频高次谐波噪声：它的频率是50Hz的倍数，主要来自开关电源、变频设备等电力电子设备。③突发性噪声：主要由电力负荷和设备的投切产生；家用电气的开关电源、变频设备、电磁辐射和负荷投切也会产生噪声。

高压电网和低压电网中还有行波和谐振产生的噪声。

dianli xinxihua

电力信息化 （electric power informationization）

应用通信、自动控制、计算机、网络、传感等信息技术，结合企业管理理念，驱动电力工业由传统工业向知识、技术高度密集型工业转变，为电力企业生产稳定运行和提升管理水平提供支撑和引领变革的过程。电力信息化的实现包括发电、输变电、配电、用电和调度等环节在内的电力生产、传输、消费全过程的自动控制和调度，以及实现对电力系统规划、设计、建设、生产运行、电力营销和电力企业人财物、协调办公、综合业务等方面的信息化管理。

电力信息化主要包括电力生产过程自动化和电力企业管理信息化。电力信息化的建设内容主要包括电力信息基础平台、业务应用和保障体系。电力信息基础平台为电力生产自动化和电力企业管理系统的信息传输和业务集成提供基础支撑。安全防护、标准规范、评价考核等措施为电力企业信息化提供坚强保障。

基础平台建设 建设内容包括：①数据中心、数据交换、数据集成、企业门户、信息通信网络等。②基于电力专用网、公共数据网、虚拟专用网络（virtual private network，VPN）、卫星网络系统和地面光纤网络搭建电力企业级信息通信网络，对所属企业实现网络覆盖。

业务应用 包括企业资源计划（enterprise resource planning，ERP）、电力营销、安全生产、电子商务、科研管理、电力市场交易、综合业务类与企业管理相关的业务应用，以及发电和输变电设备状态检测检修、电网空间信息、视频监视、厂级监控信息系统（supervisory information system，SIS）、燃料管理、移动作业平台和能量管理系统（energy management system，EMS）、广域测量系统（wide area measurement system，WAMS）、电网动态稳定监测预警等与安全生产相关的系统等。

保障体系 包括安全防护体系、标准规范体系、管理调控体系、评价考核体系、技术研究体系和人才队伍体系。

安全防护体系 采取信息安全主动防护策略，推广等级保护，健全风险评估，建立信息安全应急、通报管理等机制和应急预案体系，具备调度灾备功能。

标准规范体系 建设信息网络、信息资源、信息应用、信息安全和管理运行等相关标准，推进信息化项目规范化管理。

管理调控体系 建立现代IT管控体系，编制集团企业统一的信息化规划，实现信息化项目全过程管控。

评价考核体系 将信息化工作指标纳入企业主要负责人业绩考核，推进信息化评价考核、同业对标和信息化企业评价指标研究。

技术研究体系 开展电力新技术研究，开发具有电力特色的系统集成和满足安全要求的软、硬件系统。

人才队伍体系 培养信息化管理、建设、运维、应用、安全督查及通信等复合型专业人才梯队。

发展阶段 电力信息化经历了起步阶段、发展阶段和整合加速阶段三个主要发展阶段。

起步阶段 20世纪60年代开始，以电力生产自动化为重点，逐步实现了以电子计算机为基础的电网调度自动化、电厂生产自动化、电力负荷控制预测、计算机辅助设计、电力仿真和会计电算化等业务。

发展阶段 20世纪90年代中期开始，电力行业信息通信网络建设全面展开，计算机在生产和管理中得到广泛应用，逐渐由业务操作层向管理层延伸，从单机、单应用向网络化、整体和综合性应用方向发展，建成了独立的专项业务管理信息系统。

整合加速阶段 21世纪初期，按照企业集团化管理的需求，在分散建设业务应用系统的基础上，整合各项业务系统，建设一体化企业级信息系统成为主流思路。数字电力系统、数字化电网和坚强智能电网、信息化企业等概念先后被提出并不断演进。监控与数据采集（supervisory control and data acquisiton，SCADA）系统/能量管理系统全覆盖地级以上调度机构。基于一体化信息集成平台，将企业资源计划（enterprise resource planning，ERP）、生产管理、协同办公、电力营销、综合管理等业务系统数据统一由数据中心管理，通过企业门户集中提供服务。电力信息安全和应急体系建设得到发展，一些企业启动信息系统集中式灾备中心和备用调度建设。电力信息化正向着电力生产和企业管理的过程自动化、流程规范化和运营智能化，以及两者深度融合的方向发展。

见《综合卷》发电厂信息化、电网信息化。

dianliu baohu

电流保护 （current protection）

以通过保护安装处的电流为作用量的继电保护方式。当通过的电流大于某一预定值（整定值）而动作的电流保护称过电流保护。电流保护通常由电流、时间、中间、信号等继电器按一定的逻辑综合组成，用以实现对输电线路和发电机、变压器、电动机等电力设备的保护。它可以依相电流或相序（负序或零序）电流工作。除直接作用的过电流保护外，还有经故障方向判别元件和经低电压或复合电压元件控制的过电流保护。主要有线路相间过电流保护、线路零序过电流保护、方向过电流保护和复合电压过电流保护等。

线路相间过电流保护 用于各种电压等级电力网的输电线路相间故障的过电流保护。主要有无时限（瞬时）线路过电流保护和带时限线路过电流保护。

无时限（瞬时）过电流保护 瞬时动作的线路过电流保护。分为有选择性和无选择性两种。

有选择性无时限（瞬时）过电流保护。保护范围不超过本线路的线路相间短路故障瞬动过电流保护。它在各级电压电力网中得到广泛采用。电流继电器动作电流必须大于被保护线路两端母线相间短路时通过本线路的最大可能短路电流，因而只能在本线路一定范围内故障时才能动作。它对被保护线路内部短路故障的反应能力（灵敏度）可用被保护线路全长百分数表示，该值恒小于1。电源阻抗比（电源阻抗

对线路阻抗之比）越小，它可以保护的范围越长。该保护仅以电流继电器或者和出口中间继电器本身固有时间动作，通常为 10～40ms。在超高压电力网中，由于它能快速切除线路近端短路故障，对保证电力系统稳定运行往往发挥极为关键的特殊作用。

无选择性无时限（瞬时）过电流保护。能保护线路全长的瞬动过电流保护。当相邻线路或相邻电力设备（如变压器）发生相间短路故障时，有可能发生无选择性动作跳闸，用以换得全线路故障的快速切除。该保护方式常常用于线路变压器组及低压电力网的线路保护。对后一种情况，无选择性跳闸通常借助线路自动重合闸纠正。

带时限过电流保护　延时动作的线路过电流保护。有定时限线路过电流保护和反时限线路过电流保护两种。

定时限过电流保护。动作时限与通过的电流水平（大于过电流元件的起动值）无关的能保护线路全长的延时过电流保护。实际应用中常常由几个定时限（包括无时限）过电流保护段组成带阶段时限特性的多段式线路过电流保护。各保护段的起动电流、动作时限及灵敏度均不相同。它们中有的快速动作，有的能保护线路全长，有的还能保护到相邻电力设备的全部。它们是中、低压电力网中一种主要线路保护方式。对于两侧电源的情况，有的保护段需经故障功率方向判别元件控制。特殊情况下，为了满足电力系统运行方式变化较大的需要，有的保护段需依靠电流元件与电压元件协同动作，以取得比较稳定的保护范围。

反时限过电流保护。利用反时限电流继电器构成的线路延时过电流保护。故障点离保护装置安装处越近，通过的电流越大，其动作时间也越短。恰当地选择所需要的动作反时限特性，可以在本线路短路故障时获得较短的动作时间，而当相邻电力设备故障时又可以与后者的保护选择配合。有的还设有速动过电流部件，可根据需要实现无时限过电流保护功能。它是辐射形简单电力网中最常见的一种线路保护方式。（见电力网结构）

线路零序过电流保护　用于各种电压等级的有效接地系统中输电线路接地短路故障的过电流保护，简称零序过流保护。保护的类别和功能与保护相间短路故障的线路过电流保护基本相同。零序过电流保护具有如下特点：①只能用以保护有效接地系统中发生的单相及两相接地短路故障，因为只有这两种短路故障（不考虑断线故障）才在电力网中出现零序电流。②由于线路的零序阻抗是正序阻抗的 3 倍以上，而电源侧的零序阻抗一般均比正序阻抗小，因而在线路首、末端发生接地短路故障时通过线路的零序电流幅值变化很大，远远大于相间短路时相应相电流的变化。因此，利用零序电流保护比较容易获得动作时间快、保护范围相对稳定且易于实现相邻保护间的选择配合等优点。③因为正常运行时线路不通过零序电流，因而零序电流保护（或者它的某一段）可以有较低的起动电流值，从而实现对线路发生高电阻接地电阻故障（例如对树放电等，对 500kV 线路可高达 300Ω）时的保护，这是任何其他保护方式所不及的。

线路零序过电流保护也有条件地用于非有效接地系统的情况，依靠内外部发生单相接地短路故障时通过的零序电流幅值的大小不同，而实现内外部故障的判别，用以发出警报或跳闸。常用的电流保护装置是微机线路保护装置，如图所示。

方向过电流保护　带有功率方向元件（见功率方向继电器）的过电流保护。用于各种电压等级的双侧或多侧电源输电线路相间故障与有效接地系统中输电线路接地短路故障的过电流保护。主要有双侧电源线路相间方向过电流保护和零序方向过电流保护。



WXH-803A 型微机线路保护装置

方向过电流保护的特点为：①对于两侧或多侧电源系统，在每个过电流保护上加装功率方向元件，该元件只有当功率方向由母线流向线路（正方向）时动作，在反方向故障时把保护闭锁使其不误动，以保证各保护之间动作的选择性。只有当功率方向元件和过电流元件都动作以后，才能启动时间元件，再经过预定的延时后动作于跳闸。②保护安装地点附近正方向发生三相短路时，由于母线电压降低至零，方向元件将失去判别的依据，从而导致整套保护装置拒动，存在动作的“死区”，此时相间功率方向元件可用故障前的“记忆”电压来消除“死区”；序功率方向元件在发生不对称短路故障时无电压“死区”。

复合电压过电流保护　用于各种电压等级电力网的输电线路与变压器相间故障的过电流保护。保护的类别和功能与保护相间短路故障的线路过电流保护基本相同。复合电压过电流保护具有如下特点：①由于电力系统运行方式变化较大时，相间过电流保护可能不易满足灵敏度要求，因此引入复合电压闭锁元件，以防止降低过电流保护整定值后发生误动。②只有当复合电压元件与过电流元件同时动作后，才能起动时间继电器，经过预定的延时后动作于跳闸。复合电压元件由一个负序过电压继电器和一个接于线电压上的低电压继电器组成。由于发生各种不对称短路时，都能出现负序电压，故负序过电压继电器作为不对称故障的电压保护，而低电压继电器则作为三相短路故障时的电压保护，两者任一满足动作条件时，复合电压元件动作。③由于电压互感器回路发生断线时，复合电压元件将误动作，因此在实际装置中还需配置电压回路断线闭锁的功能。

dianliu chadong jidianqi

电流差动继电器

（current differential relay）　以两个或多个电流相量和为动作量的保护继电器。绝大多数按循环电流原理接在被保护元件各侧相应电流互感器二次差接线回路中。理想情况下，按循环电流原理接线的差动继电器在正常负荷运行情况或被保护元件外部发生短路故障时，引入差电流回路的电流等于零，而当被保护元件内部发生短路故障时则远大于零，从而可以判断内外部故障，用以构成故障判别元件。按接入差回路的执行元件阻抗大小，差动继电器主要有电流型和电压型两种：①电流型。执行元件阻抗极小，主要用于发电机、变压器等电力设备的差动保护。②电压型。执行元件阻抗高，主要用于母线保护、线路导引线保护等。按动作性能可分为带制动与不带



JL-18S 型电流继电器

制动两大类。按构成原理可分为电磁型、感应型、晶体管型、集成电路型、数字型等。

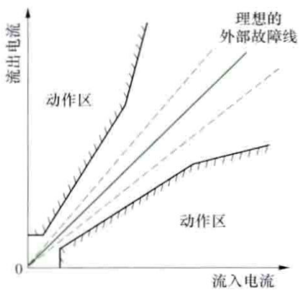
电流差动继电器（见图）是发电机、变压器、电动机、调相机、电抗器、电容器及母线等电力设备必备的差动保护中的基本元件。

dianliu chadongshi zonglian baohu

电流差动式纵联保护 （current differential pilot protection system） 利用被保护线路各端电流量实现电流差动原理的一种线路纵联保护。在不考虑本线路导纳的条件下，当正常运行与外部故障时各端流入（由母线流入本线路）电流的代数和为零；内部故障时上述和电流为流入故障分支的总故障电流。据此判别故障是发生在被保护线路内部或外部。

特点 ①以和电流为动作判据，可靠、灵敏，能确切地判定故障区间。②利用制动特性，使电流差动元件的动作值大于本线路外部故障时因两端电流互感器误差而产生的最大不平衡电流值，以可靠地防止外部故障时的误动作。制动特性有最大电流制动与各端电流绝对值之和制动两种方式。无制动时的最小动作值应大于本线路电容电流值。

制动特性可以用本线路各端流入与流出电流的坐标系表示。电流差动元件制动特性如图所示，本线路正常运行与外部故障时流入电流与流出电流相等，其轨迹为一条 45°直线。位于理想的外部故障线两侧的虚线，是考虑各端电流互感器误差后，外部故障时流入电流与流出电流的实际可能极限位置。为保证外部故障时不动作，电流差动元件的动作区应在两虚线的外侧实线区域内。



电流差动元件制动特性示意图

电流差动式纵联保护一般设有反映电力网发生故障的起动元件，用以增加整套保护的安全性。这种保护适用于各种电压等级的线路。

主要类型 ①综合电流差动方式。将各端输入的三相电流变成单一的综合电流的差动方式，用于短线路的导引线保护。②分相电流差动方式。因占用较多的频道，故需与频分制微波通信设备复用，或以光纤通道传输。

发展 电流差动原理早已在发电机、变压器与母线继电保护中得到普遍采用。但由于传输通道所限，很长一段时期内在线路保护中只在短线路上用于导引线保护。随着微波中继通信在电力系统中的使用，20 世纪 70 年代模拟式分相电流差动纵联保护开始在超高压线路上使用。80 年代初开发了基于光纤通信的数字式分相电流差动纵联保护，有较强的自适应能力，安全可靠性高，运行维护方便。随着光纤技术的发展，它已成为 220kV 及以上电压等级输电线路的主要继电保护方式。

dianliu jidianqi

电流继电器 （current relay） 以电流为动作参量的保护继电器。输入电流大于某一预定值动作的电流继电器称作过电流继电器；输入电流低于某一预定值动作的电流继电器称作欠（低）电流继电器。常用的输入电流量有直流量、交流相电流量与相序（主要是负序、零序）电流分量。按构成原理可分为电磁型、整流型、晶体管型、集成电路型、数字型等电流继电器。电流继电器的动作时限特性分为瞬动型与反时限型两种。

电流继电器是继电保护装置及安全自动装置中使用最为广泛的一种基本元件。

dianliu pingheng jidianqi

电流平衡继电器 （current balancing relay） 比较平行的双回输电线路同名相电流的幅值大小而动作的保护继电器。其动作原理为：在正常运行或双回输电线路发生外部短路故障时，两平行输电线路的电流相等，而当一回线路内部发生短路故障时流过故障线路的短路电流将较大，据此选择双回线中的故障线路和故障相别。有的电流平衡继电器还设有电压制动，以增加其动作的安全性。

电流平衡继电器用于平行双回输电线路有电源侧横联差动保护中，作为故障线路和故障相别的选择元件。

dianliu xiangwei bijiaoshi zonglian baohu

电流相位比较式纵联保护 （phase comparison pilot protection system） 以比较本线路两端规定的工频电流的相位差为动作判据的一种线路纵联保护。它是超高压电力网的中、短线路常用的一种主要保护。

原理 中、短距离线路的分布电容较小，本线路正常运行与外部故障时两端相应的工频电流反相（规定以由母线流向线路的电流为正方向），而当发生内部故障时两端工频电流接近于同相。据此，以两端相应的工频电流间最大相位差为电流相位比较式纵联保护的动作判据，小于一定值时判定为本线路故障，否则为外部故障。该定值按考虑大于本线路两端电流互感器与保护装置间在外部故障时可能出现的最大角误差（例如为±60°）选定。

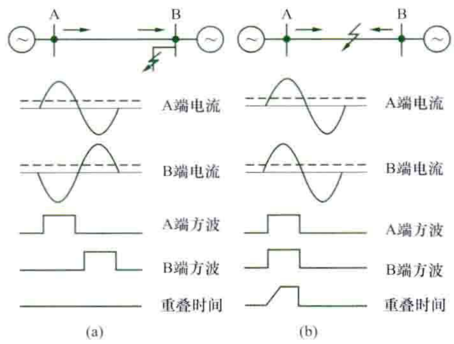
以规定的两端同一工频电流的同一半波（正或负）相互重叠时间表征两工频电流间的相位差。对于同一半波的两工频电流，在 50Hz 系统情况，当重叠时间为 10ms（60Hz 系统时为 6.7ms）时表征两端电流同相；0ms 时则表征相位差为 180°。在电流相位比较式纵联保护中，将规定的电流半波整形为方波，由通信设备经通道将有无信息传输至对端，检测本端与对端两方波重叠时间，做出动作与否的判断。

以双电源线路为例，示出两端电流相位比较示意图，当正常运行以及外部故障时 A、B 两端电流反相，故重叠时间为 0，保护不动作；在内部故障时两端电流同相，重叠时间为 10ms，大于整定值，保护动作。

组成 主要有相位比较（比相）元件与起动元件。

比相元件。用以判别内外部故障。机电型比相元件利用重叠时间输出方波后经平均值检波而实现比相，具有反时限

动作特性；在半导体分立元件与模拟集成电路元件中采用电容积分式计时电路。比相应以本线路两端同一时刻的电流波形为准，如果选择窄带收信滤波器以减少干扰，将使收到的信号发生延迟，必要时需采取相应的补偿措施，以保证比相元件的正确反应。



区内外故障时两端电流比较示意图

(a) 双电源线路外部故障；

(b) 双电源线路内部故障

起动元件。用以反应电力网发生了故障，只有它动作后，才允许比相元件输出结果，以增加保护的安全性。常用的起动量均为电流量，有负序与零序的综合相序电流、相电流以及故障分量电流（突变量）等。

主要类型　可按比相方式或参与比较的电流量分类。

按比相方式分类。用同一半波重叠时间的比相方式有半波比相、正负半波分别比相的或/与方式，按比相次数有一次比相与二次比相等方式。

按参与比较的电流量分类：①综合相序电流相位比较。将输入的三相电流变成单一的综合相序电流 $\underline{K}_1\underline{I}_1+\underline{K}_2\underline{I}_2+\underline{K}_0\underline{I}_0$ 形式（$\underline{K}_1$、$\underline{K}_2$、$\underline{K}_0$ 为常相量），参与比相。由于只需一个通信频道，特别适用于电力线载波通道。②电流分相相位比较。每相电流各需一个通信频道。因为兼有独立选择故障相的功能，用在 500kV 及以上电压传送重负荷的同杆双回线路上时更具有优势。一般多与微波中继通信设备复用。

用途　只用两端电流量比相，工作原理与装置结构简单，是应用较为广泛的超高压中、短线路的主要保护装置，但较少用于长距离线路。

diannengliang jiliang xitong

电能量计量系统 (telemeter reading system, TMRS)

对电能量计量数据进行自动采集、远程传输、存储和处理的调度自动化辅助子系统。电能量计量系统可以根据事先制订的统计和结算模型，实现不同用户、不同时段、不同费率和价格下电能量的统计和结算。它广泛应用于发电、输电、配电、用电等各个环节，以及各级电力企业中，包括发电企业、各级电网公司和电力用户。它是电力系统运营、电力交易市场管理和智能电网发展必不可少的技术基础设施之一。

发展历史　20 世纪 70～80 年代，电能量数据与遥测、遥信等数据在同一远方终端装置（remote terminal unit, RTU）内，通过同一信道，使用同一通信规约传输，主站用监控与数据采集（supervisory control and data acquisition, SCADA）系统实现，由主站监控与数据采集系统计算机按“冻结—读数—解冻”的方式定时对各远方终端装置存储的电能量脉冲计数值进行采集，然后进行统计与处理。由于当时远方终端装置的数据存储方式、存储容量和远动规约都不支持按分钟/小时周期进行大容量存储和大批量传输电能量数据，因而当通信和主站系统发生故障或检修时就会影响电能量数据的准确性，需人工加以修补。20 世纪 90 年代以后，采集系统感应式电能表（见图 1）发展成电子式电能表（见图 2）和专用电能量处理远方终端，发展出多功能智能电能表（见图 3）；数据传输通道采用共享数据调制解调器（modem）、专用通信电路（或公用电信网、数据通信网）；主站系统采用独立主站。可以按分钟/小时的多种积分周期自动存储电能量数据，采用专用的通信规约，由主站定期召唤采集电能量数据，提高了可靠性和存储能力，可免受通信和主站系统故障中断的影响。随着全球性的电力体制改革和电力市场的逐渐成熟，结算的需求和技术得到极大的发展，成为电能量计量系统中极其重要的功能之一。随着智能电网的提出，间歇式可再生能源电源、分布式发电、微电网、需求侧响应和电力系统储能技术的发展和应用，又对电能量计量系统提出了许多新的更高的要求和挑战。



图 1　感应式单相有功电能表



图 2　普通单相电子式有功电能表

结构和主要功能　通过采集系统、数据传输通道和主站系统三部分实现主要功能。

采集系统　主要包括电能表和相关的电能量处理远方终端（energy remote terminal unit, ERTU），可以安装在电源处或变电站，也可以通过智能电能表与电力终端用户相联。电能表为全电子式，具有正反向有功、四象限无功电能量计量的功能。电能量处理远方终端是厂站端电能表数据的汇集存储、处理、传输的装置。如果采用具有电量存储功能的多功能电能表（见图 4），可不需要电能量处理远方终端（见图 5）。其功能是采集电能表的电能量数据并分时累计和存储，可本地读取、显示，也可向主站传送，还可以与当地监控等厂站其他系统进行数据通信，时钟显示、对时，系统自检，通过主站系统来远程设置和修改厂站端的数据和参数，既能采集电能表负荷曲线又能采集增量值和窗口值，支持交直流同时供电，电源切换不影响计量终端正常运行等。

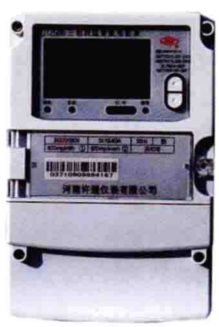


图 3　三相智能电能表

数据传输通道　采用电力系统电话通道、调度信息网，或者采用安全性稍低的公用电话通道（public switched telephone network, PSTN），也可采用专线、网络以及通用

分组无线服务技术（general packet radio service，GPRS）。其功能主要用于采集系统和主站系统之间的数据传送。



图4 三相数字式多功能电能表

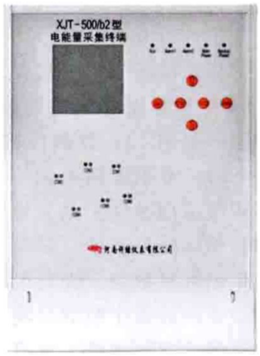


图5 变电站电能量采集终端

主站系统 包括系统维护支撑平台、前置采集、数据服务、计算服务、Web服务、报表管理和数据接口等功能。主站系统硬件设计应该考虑足够的冗余以提高可靠性。其功能是完成电能数据的采集、存储、管理、统计、分析、远方传送，按各种计算模型计算电费。还具有线损管理和分析、数据校验、参数维护、设备管理、数据查询、安全保密等功能，以及报表和曲线、识别旁路代、数据交换，报警管理等功能。

特点 ①数据传输要求及时而非实时，积分周期应满足分时段计费的要求，传送周期应满足结算和统计的要求。②计费精度要求高。③确保电能量数据的唯一、连续、完整性，计费关口点设置遵循唯一性的原则，计费模型严格按有关协议和合同执行，原始数据和处理参数不可随意修改。④系统的安全可靠性要求高，通常采用主辅电能表、交直流供电、主备通道、主站双机系统等冗余配置措施。⑤电能量数据及其时标应不可分割地存储和传输，要求主站与电能表或采集装置之间系统时钟同步，对时完善、准确。⑥支持多种形式的电能量数据的转存录入，如软盘存储器、磁卡数据记录器、手持光电抄录器等，为系统提供通信中断后非自动的数据转存和录入。⑦电能量数据的自动校核和替代，主辅电能表自动比对校核和超差报警，旁路代线路运行方式的自动识别和电能量数据的替代。

应用场合 ①变压器和输电线路电能量损耗统计。②配电网的负荷管理：大用户电力需量分析，配电网用电负荷的预测和分析。③能量管理系统（energy management system，EMS）的考核管理：利用1min或10min积分周期的电能量数据对省（市）联络线实行区域控制误差（area control error，ACE）考核和电网频率不合格的责任考核。④电力市场管理系统（market management system，MMS）中交易的实际结算：发电商上网电能量，分销商下网电能量，交易商联络线交换电能量的统计、结算、考核。⑤配电网运行管理、电价信息发布和结算。⑥间歇式可再生能源电源、分布式电源、微电网、需求侧响应和储能装置等引入后的电能量数据采集、电价信息发布、分析和结算。

发展趋势 利用新型固态、智能化的多功能电能表实现电能量数据的分布式直接数字传送；数据传输实现网络化；通信规约实现标准化；电能量计费和结算实现自动化；满足智能电网发展的新需求；作为电力市场管理系统的重要组成部分，满足电力市场参与方的各个利益主体的需求。

dianneng zhiliang

电能质量 （power quality） 衡量供用电设备正常工作（或运行）的电压、电流各种指标偏离理想值的程度。电能质量一般用频率、电压、波形和三相电压、电流的不平衡度等指标来衡量。

在一个理想的交流电力系统中，电能以一恒定的标称频率（即工频50Hz或60Hz）和正弦的波形，按规定的电压水平向用户供电。在三相交流电力系统中，各相电压或电流是幅值相等，相位相差120°的对称状态。

电力系统中各种发、输、配电设备和用电设备一般都是按标称频率和标称或额定电压来设计的，在这种条件下，电气设备的运行性能最佳，效率最高。任何频率和电压对标称或额定值的偏差都将影响设备的运行性能和效率，同时可能影响由这些设备所生产的产品质量和数量，并会缩短设备的寿命。因此，为了保证电气设备的正常运行，各国和各电力系统都规定了相应的频率和电压质量标准（见电力系统频率和电压质量）。1992年，电能质量领域的第一个国际标准《电磁兼容基本术语和定义的应用与解释》发布。

理想的电压波形是正弦形的，但是由于各种非线性负荷的接入，使电压和电流波形发生畸变，出现谐波（包括间谐波）。在三相交流电力系统中，单相负荷在三相系统中分布的不均匀性，单相负荷投入和断开的随机性，以及电力系统各相元件阻抗的不等，都会使对称的三相系统中出现负序和零序的电压和电流分量。电力系统中的谐波和负序、零序分量都将影响各种电力设备和通信线路的正常运行性能，所以各国及各电力系统也都拟订了电力系统谐波的规定和电力系统不平衡度的标准。（见波形质量及电压和电流不平衡）

此外，电压波动和闪变、电压暂降和短时断电、暂时过电压和瞬态过电压（见电力系统过电压）等也都是表征电能质量的指标。

参考书目

程浩忠，等．电能质量．北京：清华大学出版社，2006.

dianping

电平 （level） 一种表示电信号（电压、电流或功率等）相对大小的参数。电平值一般是两点功率 P_1 和 P_2 比值的对数值，单位是分贝（dB）或奈培（Np）。这与人耳对声音能量的感觉符合于对数关系是一致的。电平的分贝值为 $10\lg\frac{P_2}{P_1}$，奈培值为 $\frac{1}{2}\ln\frac{P_2}{P_1}$。若两测试点的阻抗相同，则分贝与奈培值也可用 $20\lg\frac{U_2}{U_1}$ 及 $\ln\frac{U_2}{U_1}$ 公式计算，式中 U_2、U_1 为两测试点的电压值。分贝（dB）和奈培（Np）值之间的换算关系为：1Np=8.686dB。

在国际标准和中国国家标准中，已统一规定以分贝为电信传输单位来衡量电信网络各点电信号的强弱。如在电信网络中，从点1到点2信号传输有增益，$P_2>P_1$，则电平值为正数；反之，如点1到点2介入了衰减，$P_2<P_1$，则电平值为负数。衰减可以看作负的增益。引入电平概念，可以大大简化电信传输中的复杂运算工作。

常用的几种分贝导出单位的是dBm、dBr、dBu、dBm0

和 dBm0p：

dBm。相对于 1mW 基准功率值，以分贝表示的绝对功率电平符号。计算式为 $x\text{dBm}=10\lg\frac{P}{1\text{mW}}$，式中 P 为测试点的功率值。0dBm 相当于 1mW。30dBm 相当于 1W。

dBr。测试点与所选定的传输参考点之间以分贝表示的相对电平符号。计算公式为 $x\text{dBr}=10\lg\frac{P}{P_{\text{rel}}}$，式中 P_{rel} 为所选定的传输参考点的功率。因此，如以 1mW 信号加在系统的零相对电平点，设系统没有限幅作用，则在 xdBr 相对电平点处测得的功率电平为 xdBm。

dBu。取 0.775V 为基准电压值，以分贝表示的绝对电压电平符号。计算公式为 $x\text{dBu}=20\lg\frac{U}{0.775\text{V}}$，式中 U 为测试点的电压有效值；0.775V 为 1mW 功率消耗在 600Ω 纯电阻上的电压有效值。绝对功率电平 dBm 和绝对电压电平 dBu 是绝对电平的两种表示方法。对一个测试点所测得的两种绝对电平在数值上相差一个常数，即 $x\text{dBm}-x\text{dBu}=10\lg600/Z$，式中 Z 为测试点阻抗值。当 $Z=600\Omega$ 时，$x\text{dBm}=x\text{dBu}$。

dBm0。以分贝表示的零相对电平符号，即在某测试点上被测信号的绝对功率电平与该点上测试信号的绝对功率电平的差值。例如，载波系统中某点的测试信号（800Hz）电平为－10dBm，被测信号（导频）电平为－24dBm，则导频信号的零相对电平为－14dBm0。如各种信号在系统中同等地放大或衰减，则它们的零相对电平值在系统各点均保持不变。

dBm0p。其意义和 dBm0 相同，只是电平是用噪声计（电话加权）测量，而不是用响应平坦的电平表测量。

dianrongshi dianya huganqi

电容式电压互感器 (capacitor voltage transformer)

通过电容分压原理将一次侧交流电压按额定电压比转换成二次侧电压（额定值 100V 或 $100/\sqrt{3}$V）的变换设备。在超高压系统中，由于技术和经济方面的因素，广泛采用电容式电压互感器。

工作原理 实用的电容式电压互感器工作原理图如图 1 所示。图中 C_1、C_2 为分压电容；L 为谐振电抗器；T 为隔离变压器；Z_L 为负荷阻抗。位于隔离变压器 T 二次侧虚线框内的电路是为了抑制铁磁谐振而设置的阻尼器。

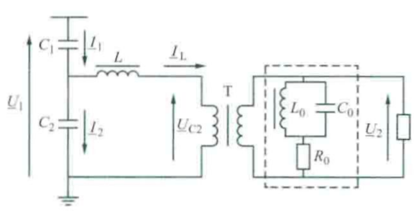


图 1 实用的电容式电压互感器工作原理示意图

为便于说明，假定隔离变压器 T 的变比为 1，忽略其励磁阻抗，并将其漏抗并到电抗 L' 中。

由图 2 所示的电容式电压互感器的简化等效电路图可得二次侧电压 $\underline{U}_2$ 为

$$\underline{U}_2=\frac{C_1}{C_1+C_2+\frac{1}{\text{j}Z_L}\left[\frac{1}{\text{j}\omega}-(C_1+C_2)X_{L'}\right]}\underline{U}_1 \tag{1}$$

选择合适的 L 值，使 $\text{j}X_{L'}$ 与分压电容 C_1、C_2 的并联容抗值 $-\text{j}X_C$ 满足谐振条件，即

$$\text{j}(X_L+X_T)-\text{j}X_C=0 \tag{2}$$

$$\text{j}X_{L'}=\text{j}(X_L+X_T) \tag{3}$$

$$-\text{j}X_C=\frac{1}{\text{j}\omega(C_1+C_2)} \tag{4}$$

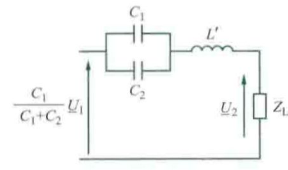


图 2 电容式电压互感器简化等效电路图

当完全谐振时

$$\underline{U}_2=\frac{C_1}{C_1+C_2}\underline{U}_1 \tag{5}$$

可见，只要适当地选择 C_1、C_2 的电容量，就可得到所需的分压比，按比例地实现电压相量的变换，即能测量一次电压。

误差分析 误差可分为稳态误差和暂态误差。

稳态误差 完全谐振时，电容式电压互感器的电压误差仅由二次负荷电流 $\underline{I}_2$ 在谐振电抗器绕组电阻 R_L 和隔离变压器绕组电阻 R_T 上引起的电压降 $\Delta\underline{U}$ 决定

$$\Delta\underline{U}=\underline{I}_2(R_L+R_T) \tag{6}$$

R_L、R_T 的数值很小，使电压变换误差显著减小；另外，当完全谐振时，电压 $\underline{U}_1$ 与 $\underline{U}_2$ 几乎同相位，使电压的角度误差接近于零。

在中国，电容式电压互感器在规定的条件下，对应的准确等级的电压误差和角度误差的限值应符合 GB/T 4703—2007《电容式电压互感器》的要求。

暂态误差 当一次电压发生突然变化时，由于分压电容、谐振电抗器和阻尼器等的暂态响应，电容式电压互感器的测量存在暂态误差，从而对某些继电保护装置的动作特性造成影响。

dianwang diaodu kongzhi zhongxin

电网调度控制中心 (power system control center)

电力系统各级调度机构对所辖范围内的电力系统运行进行实时监视、指挥和控制以及变电设备运行集中监控的机构。电力系统调度员在调度室内实行昼夜连续值班。调度室内装有调度员工作必备的技术装备，主要有调度台、大屏幕（见图 1）、调度电话，以及调度技术支持系统、气象服务终端、雷电监测系统等辅助调度员进行系统监控和分析的软件。电网调度控制中心（见图 2）需要根据电力系统当前运



图 1 电网调度控制中心大屏幕



图 2 电网调度控制中心

行状况和预计的变化进行判断、决策和指挥。随着电力工业的不断发展，孤立电力系统逐步向联合和集中控制的电力系统发展。电力系统规模越来越大，运行也越来越复杂，调度人员往往很难做出及时而正确的判断。电网调度控制中心配置在线调度计算机和管理计算机，通过人机对话方式完成对全系统的分析、计算、监视和控制。为了保证全系统的运行可靠性，要求这种复杂控制系统的设备具有很高的可靠性和充分的备用。

按照中国《电网调度管理条例》规定，调度机构分为五级：国家调度机构，跨省、自治区、直辖市调度机构，省、自治区、直辖市级调度机构，省辖市级调度机构，县级调度机构。（见电力系统调度分层控制）

dianya bodong

电压波动

（voltage fluctuation） 见电压波动和闪变。

dianya bodong he shanbian

电压波动和闪变

（voltage fluctuation and flicker）

电压（方均根值）一系列的变动或连续的改变以及由电压波动引起的照明不稳定的现象。在某一段时间内，电压急剧变化而偏离额定值的现象，称为电压波动。周期性电压急剧变化导致电光源的光通量急剧波动而引起灯闪，造成人眼视觉主观感觉不舒适的现象，称为闪变。电压波动值 d 为电压调幅波中相邻两个极值 U_{max} 和 U_{min} 方均根之差 ΔU，常以 ΔU 占标称电压 U_N 为基值的百分数表示，即

$$d=\frac{\Delta U}{U_N}\times 100\%=\frac{U_{max}-U_{min}}{U_N}\times 100\%$$

式中 U_N 为额定电压，V；U_{max}、U_{min} 分别为某段时间内电压（方均根值）波动的最大值和最小值，V。

电压波动是大型用电设备开停或负载急剧变化引起的冲击负荷造成的。大型电动机开停及加减载、轧钢机轧钢、起重机提升、炼钢电弧炉熔化期工作短路、弧焊机引弧、电力机车运行等都有冲击负荷产生。电压波动是否会引起闪变，主要取决于电压波动的频度、波动量和电光源类型以及工作场所对照度的要求。偶然产生的电压波动，即使是较大的电压波动，如大容量电动机直接起动引起的电压波动，对人眼视觉影响也是不大的，但当电压波动的频率在 8～12Hz 时，即使电压波动只有额定电压的 0.3%，也会引起白炽灯照明的闪变且足以使人感到不舒适。

影响　由于一般的用电设备对电压波动的敏感度远低于白炽灯，通常选择人对白炽灯照度波动的主观视感来衡量和评价电压波动的危害程度。主要表现在：①照明灯光闪烁引起人的视觉不适和疲劳，进而影响视力和工效。②电视机画面亮度变化、图像垂直和水平幅度摆动，刺激人的眼睛和大脑。③电动机转速不均匀，不仅危害设备正常运行及寿命，而且影响产品质量。④电子仪器、电子计算机、自动控制设备等不能正常工作。⑤对电压波动较敏感的工艺或实验不能正常进行。

标准　为控制电压波动与闪变产生的影响，世界各国普遍都对此进行研究并制定了相应的标准。

中国从保证供用电安全出发，为防止一些用电设备引起的电压波动造成的危害，在 GB 50055—2011《通用用电设备配电设计规范》中，对电动机全压起动的电压允许波动做出规定；在 GB 50056《电热设备电力装置设计规范》中，对三相电弧炉工作短路引起供电母线电压允许波动值也做出了规定。GB/T 12326—2008《电能质量　电压波动和闪变》，规定了电压波动和闪变的限值、计算和评估方法。①任何一个波动负荷用户在电力系统公共连接点产生的电压变动 d，其限值与电压变动频度 r、电压等级有关，其电压波动限值 d（%）见表 1。②在电力系统公共连接点，衡量闪变的单位是短时间闪变值 P_{st} 和长时间闪变值 P_{lt}。P_{st} 是 10min 内闪变强度的一个统计量值，而 P_{lt} 是由 P_{st} 推算出来的，反映长时间（2h）闪变强度的量值。P_{st} 和 P_{lt} 均由符合 IEC 61000-4-15《电磁兼容（EMC）第 4-15 部分：实验和测量方法 闪烁计功能和设计规范》标准的仪器量测获得。中国现行的国家标准推荐的 P_{lt} 值见表 2。

国外一些国家电压波动和闪变标准见表 3。

表 1　电压波动限值

r（次/h）	d（%）	
	LV、MV	HV
$r\leqslant 1$	4	3
$1<r\leqslant 10$	3	2.5
$10<r\leqslant 100$	2	1.5
$100<r\leqslant 1000$	1.25	1

注：系统标称电压 U_N 等级按以下划分：低压（LV），$U_N\leqslant 1$kV；中压（MV），$1\text{kV}<U_N\leqslant 35$kV；高压（HV），$35\text{kV}<U_N\leqslant 220$kV。

表 2　闪变限值 P_{lt}

电压等级	≤110kV	>110kV
P_{lt}	1	0.8

表 3　国外一些国家的电压波动和闪变标准

电压波动的形式	国别	限　度	备　注
瞬时值 10Hz 等值	德国	0.4%～0.5%	3～8Hz
	澳大利亚	1%	110kV　0.75%
	挪威	0.5%	
	法国	0.3%	
	意大利	0.3%	

续表

电压波动的形式	国别	限　度	备　注
瞬时值 10Hz 等值	日本	最大 0.45% 平均 0.32%	
		最大 0.58% 平均 0.45%	
	美国	0.5%	
	巴西	0.5%	
	阿根廷	0.5%	
	伊朗	0.5%	
闪变	英国	132kV 及以下 0.25%	
		275kV 及以上 0.20%	
电弧炉额定容量 / 系统稳态短路容量	瑞士	单台为 1.2%～1.6%；2 台为 2%～2.7%；3 台及以上为 2.8%～3.7%	
短路电压降（单台炉、多台炉需换算为等值电炉）	英国	2%	132kV 以上为 1.6%
	瑞典	2.5%	2%～2.5% 为可疑
	荷兰	1.75%	2 台为 2%
	日本	2%	
	巴西	2%	
	伊朗	2%	

改善措施　抑制电压波动和闪变的主要措施有：①增加供电系统容量，提高供电电压等级；②对大容量冲击性负荷用户，接入较高等级的供电系统且采用专用变压器和专线供电；③合理选择变压器的分接头，在新建变电站或用户新增配电变压器时，尽可能采用有载调压变压器；④采用快速响应的静止无功补偿器（SVC）、静止同步补偿器（STATCOM）和动态电压调节器（DVR）等对负荷波动进行实时动态补偿；⑤采用电抗值最小的高低压配电线路方案；⑥线路出口加装限流电抗器，减小电压的波及范围；⑦配电变压器并列运行；⑧改进生产操作工艺，如电动机降压起动、电弧炉电极升降等的自动调节，多台电弧炉炼钢时错开熔化期和采用合理的炉料配比等。

dianya dengji

电压等级　(voltage classes)　电力系统及电力设备的额定电压级别系列。额定电压指电力系统及电力设备规定的正常工作电压，即与电力系统及电力设备某些运行特性有关的标称电压。电力系统中各点的实际运行电压容许在一定程度上偏离其规定的额定电压，在这一容许偏离范围内，各种电力设备以及电力系统本身仍能正常运行。制定电压等级系列是电力工业发展的一项战略性课题，也是电工领域一项重要的技术决策。

某一特定输电工程的电压等级选择主要取决于输送功率和输送距离（见输电能力）。根据这两个决定性因素，进行技术经济分析，可确定一合适的目标电压值。如果把这样选择出来的目标电压作为实际采用的输电电压，那么一个国家甚至一个系统将具有许多电压等级。众多的电压等级不仅会增加设备制造和电力系统调度管理的困难，更重要的是影响大电力系统的形成和发展，因而从全局来看，无论经济上或技术上都是不可取的。相邻电压级差太小，还会造成电力网结构复杂、难以实现“分层分区”经济运行与控制潮流、重复变压、网损大等一系列弊端。在国际上，一般做法是合理简化电压等级系列。

在引入一个新的电压等级时，须进行全局性的技术经济综合分析比较，然后做出决策，应考虑的因素包括：①电力工业今后 15～25 年的发展速度与规模，各电力系统的电力负荷增长水平与大致分布，电源构成与布局，各主要发电厂规模与装机容量。②新电压等级和现有电压等级之间的配合，以及和下一个更高电压等级的配合。③新电压等级输电线路在系统中的作用。④新电压等级输电线路的可靠性以及它对整个系统可靠性的影响。⑤新电压等级在技术上实现的可行性。

如果新的电压等级选得太低，它的传输能力不能满足电力系统在此后 15～25 年的发展需要，势必被迫提前引入另一级更高的电压；如果选得太高，又可能导致初期投资过大，实际可送的电力不足，不能充分发挥投资效益等。

一般认为：在一个电力系统中，相邻两级电压之比取 1.7～3.0 是比较合适的。

中国国家标准 GB 156—2007《标准电压》中规定的电力系统额定电压等级如下：3，6，10，（20），35，（63），66，110，220，330，500，750，1000kV。图为晋东南—南阳—荆门 1000kV 特高压交流输电线路九华山段。



1000kV 特高压交流输电线路九华山段（中国第一个 1000kV 交流输电线路工程，线路起自山西省长治市晋东南变电站，经河南省南阳市南阳开关站，止于湖北省荆门市荆门变电站，线路全长 640km，按单回路建设，2009 年 1 月 6 日正式投入运营）（吴石光　摄）

根据相邻级差不宜太小的原则，可以认为上述电压等级中的 35kV 与 63kV、63kV 与 110kV 不宜在同一地区性电力网中并存；330kV 与 500kV、500kV 与 750kV 不宜在同一输电系统中并存。中国的电力系统西北系统现采用 750/330/（220）/110/（35）/10kV 系列，东北系统采用 500/220/63/10kV 系列，其他系统均采用 500/220/110/（35）/10kV 系列。

按照电力网结构和运行特性上的差异，交流 1000kV 及以上的电压称为特高压（ultra high voltage）；330～750kV 称为超高压（extra high voltage）；3～220kV 称为高压（high voltage），也有将 220kV 列入超高压的；3～35kV 也

可称为中压（medium voltage）；0.4kV及以下则称为低压（low voltage）。

世界各国所采用的电压等级系列大致上可分为三类：①美国、日本、加拿大、俄罗斯多采用500/220（275，230）/110kV系列；②俄罗斯、美国、加拿大有的系统也采用750（765）/330（345）/110（154）kV系列；③西欧及北欧国家采用400（380）/220/110（138）kV系列。

国际大电网会议（International Council on Large Electric Systems，CIGRE）超高压电压标准化国际工作组早在1962年就曾提出三点建议：①已采用220kV或275kV为主的国家，最好选用500/230kV电压系列。②已采用330kV或345kV为主的国家，最好选用750/330/110kV电压系列。③在一个国家内，以选用一种电压系列为宜，以免额定电压不同的电力系统互联时，需要安装专用的互联变压器。

国际电工委员会（International Electrotechnical Commission，IEC）在1975年第38号推荐标准中也曾指出：或者采用500/220kV系列，或者采用750/330/110kV系列。相邻电压等级之间的比值，最好能超过2。在1977年8月第一版修正本中又推荐：①任何一个国家或一个大国的某一地区内，在220kV和330kV两者中只能选用一种电压；在330kV和400kV两者中，以及在400kV和500kV两者中，也只能选用一种电压。②330kV这一级电压属非推荐值，建议在新的电力系统中不要再采用这一级电压。

参考书目

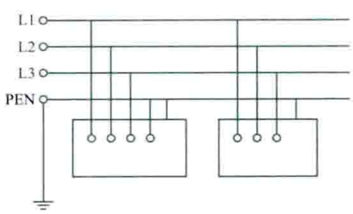
IEEE Std 100-1996，"The IEEE Standard Dictionary of Electrical and Electronics Terms，" Sixth Edition，IEEE，New York，1997.

dianya he dianliu bupingheng

电压和电流不平衡（unsymmetry of voltage and current） 三相交流电力系统中各相电压和电流幅值和相位的不对称程度。它是电能质量的一个重要技术指标，通常以基波的负序分量（或零序分量）与正序分量的百分比表示。

产生原因　主要有：①配电系统低压侧的多数负荷是单相电气设备，它们往往不是均匀分配在三相上，而且其投入和断开的时间又有很大的随机性；②大功率的单相高压电气设备的应用，如单相电气机车、单相感应炉、电弧炉等；③三相系统中各元件的参数不等，如不完全换位的架空线路，其三相阻抗值不相等；④非全相运行，如单相重合闸时的单相线路断开或双回路并列线路中断开一相，并联电容器单相熔丝断开；⑤故障时的严重不对称情况，如单相或两相短路，这是瞬时性的不对称情况。

影响　主要有：①电力系统不平衡的运行方式使三相电压幅值不相等。如果某一相电压超出允许的偏差范围，就不能使该相用户正常工作（见电压质量）。②负序电流在同步电机中产生相对于转子转速2倍的反方向旋转磁场，这将在转子和定子中产生附加损耗和转子的振动。负序电流同时产生有功功率的振荡，令连接发电机与原动机的轴上产生机械应力。所以，在长期运行中，汽轮发电机的各相电流之差不应超过10%额定电流（相应的负序电流分量不超过6%～7%额定电流）；凸极发电机的各相电流之差一般应不超过20%额定电流。③异步电动机的负序阻抗是正序的1/5～1/8，所以即使不大的负序电压（1%额定电压），也将产生很大的不对称电流（7%～9%额定电流）。这种负序电流使电机产生附加发热，减少与有用转矩相应的电机功率，并产生振动。④星形-星形接线并有中性点接地的变压器对于负荷的不对称特别敏感，因为这种变压器有很大的零序阻抗，当有不对称负荷电流通过时，输出电压的不平衡度会明显增大。⑤不对称情况下，三相功率不等，个别相达不到额定功率，同时由于磁路不对称，漏磁通加大，造成附加发热和损耗，所以影响发电机、变压器及整流器桥阀等总功率，降低了设备的容量利用率。⑥影响仪表精度、继电器的动作正确性等。⑦零序电流对邻近电力线路的通信线路发生干扰。⑧电压不平衡使换流设备产生附加的谐波电流（非特征谐波），而这种设备一般在设计上只允许2%的不平衡度。⑨对计算机系统的干扰。通常中国低压采用三相四线制TN-C系统供电（其主要特点是将载流的工作中性线N与保护地线PE共用一根导线，见图）。由于三相不平衡必然导致在中性线上出现不平衡电流，同时还有波形畸变等因素引起的3倍数次谐波电流。在不平衡较严重时，中性线过负荷发热，不仅增加损耗，降低效率，还会引起零电位漂移，产生电噪声干扰，致使计算机无法正常工作。



TN-C系统

限制电压和电流不平衡的措施　为了限制电压和电流不平衡对电网中各种设备的影响，针对电压的负序分量，中国国家标准GB/T 15543—2008《电能质量　三相电压不平衡》要求电力系统公共连接点正常电压不平衡度允许值为2%，短时不超过4%。在超过允许值时，必须采用以下措施来限制电压的不平衡度：①均匀分布单相负荷（负荷的功率、使用的时间及地点等）；②尽量使电力系统各相元件的参数相等；③装设专用的对称化设备，对大容量的单相负荷应考虑配置相应的补偿装置。

dianya jidianqi

电压继电器（voltage relay） 以电压为动作参量的保护继电器。输入电压大于某一预定值动作的电压继电器（见图）称作过电压继电器；输入电压低于某一预定值动作的电压继电器称作欠（低）电压继电器。常用的输入电压量有直流量、交流相电压或线电压量及交流相序（主要是负序、零序）电压分量。按构成原理可分为电磁型、感应型、整流型、晶体管型、集成电路型及数字型等电压继电器。



ZHRV1-14型电压继电器

电压继电器是继电保护装置及安全自动装置中使用广泛的一种基本元件。

dianya wending jisuan

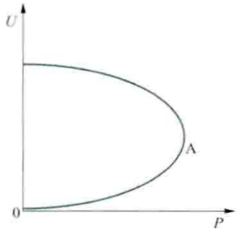
电压稳定计算 (voltage stability calculation)
电力系统受到扰动后节点电压稳定性的计算。电力系统电压稳定，是指电力系统在给定的稳态运行方式下遭受扰动后，负荷节点的电压能够恢复到扰动前的值或达到一个新的可接受的稳态值的能力。电压稳定包括大干扰（例如短路、大机组或线路切除）电压稳定和小干扰（例如负荷的变化）电压稳定两类。影响电压稳定的主要因素有负荷特性、系统的网络特性、发电机励磁系统特性、直流输电控制与保护系统特性、有载调压变压器（on load tap changers，OLTCs）特性等。

电压稳定与功角稳定（见电力系统稳定）是电力系统稳定中具有不同侧重点的两个问题。两者之间互相联系而又互相影响，往往交织在一起，通常情况下，其中的一种稳定模式占据主导地位。

现代电力系统的发展受到经济和环境因素的制约，其经常运行在重载状态，这使得系统电压稳定问题日益突出。20世纪70年代以来，世界上许多国家的电力系统相继发生过电压失稳事件，造成重大的经济损失和社会影响。因此，电压稳定计算在电力系统规划和运行分析中占有重要位置。电压稳定计算除判断系统当前运行点的电压稳定性外，一般还应给出表征电压稳定裕度的指标。电压稳定计算方法主要有基于潮流方程的静态分析法和基于系统微分与代数方程组数学模型的线性和非线性分析法两类。

基于潮流方程的静态分析法　可用于判断系统在给定运行点是否电压稳定，并能给出系统在一定过渡方式下的电压稳定极限。具有代表性的方法有 P-U 曲线法和模态法。

（1）P-U 曲线法。P-U 曲线的形状如图所示，图中 P 既可以取为负荷节点的有功功率，也可以是某区域的有功负荷总和，或者代表输电线路或区域联络线上传送的有功功率；U 则为关键母线或具有代表性母线的电压。应用潮流计算求出 P-U 曲线后，P-U 曲线的上半支为系统电压稳定区域，下半支为系统电压不稳定区域，拐点 A 对应于系统临界电压稳定点。



典型 P-U 曲线图

（2）模态法（modal analysis）。应用模态法分析电压稳定的数学模型为潮流计算牛顿-拉夫逊法中用极坐标表示的功率修正方程式，简写为

$$\begin{bmatrix}\Delta \boldsymbol{P}\\ \Delta \boldsymbol{Q}\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}\boldsymbol{M} & \boldsymbol{N}\\ \boldsymbol{J} & \boldsymbol{L}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\Delta \boldsymbol{Q}\\ \Delta \boldsymbol{U}\end{bmatrix} \tag{1}$$

这里可以考虑负荷的电压静态特性，为此需要修正子矩阵 $\boldsymbol{N}$ 和 $\boldsymbol{L}$ 的对角元素，并按负荷实际吸收的功率来计算向量 $\Delta\boldsymbol{P}$ 和 $\Delta\boldsymbol{Q}$。在式（1）中令 $\Delta\boldsymbol{P}=0$，系统节点无功功率增量与节点电压增量关系可用下式表示

$$\Delta \boldsymbol{Q}=(\boldsymbol{L}-\boldsymbol{J}\boldsymbol{M}^{-1}\boldsymbol{N})\Delta \boldsymbol{U}=\boldsymbol{J}_{\mathrm{R}}\Delta \boldsymbol{U} \tag{2}$$

式中 $\boldsymbol{J}_{\mathrm{R}}$ 为系统降阶潮流雅可比矩阵，近似为对称的实数矩阵，故其特征值基本为实数。

对 $\boldsymbol{J}_{\mathrm{R}}$ 进行特征值分解，得

$$\boldsymbol{J}_{\mathrm{R}}=\boldsymbol{\xi}\boldsymbol{\Lambda}\boldsymbol{\eta} \tag{3}$$

式中 $\boldsymbol{\Lambda}=\mathrm{diag}\{\lambda_1\lambda_2\cdots\lambda_n\}$，$\lambda_1$，$\lambda_2$，…，$\lambda_n$ 为 $\boldsymbol{J}_{\mathrm{R}}$ 的特征值；$\boldsymbol{\xi}$ 为由 $\boldsymbol{J}_{\mathrm{R}}$ 的右特征向量组成的矩阵；$\boldsymbol{\eta}$ 为由 $\boldsymbol{J}_{\mathrm{R}}$ 的左特征向量组成的矩阵。系统电压稳定性可根据 $\boldsymbol{J}_{\mathrm{R}}$ 的特征值性质来判断：当 $\boldsymbol{J}_{\mathrm{R}}$ 的特征值均为正实数时，系统电压稳定；当 $\boldsymbol{J}_{\mathrm{R}}$ 存在负实根时，系统电压不稳定；当 $\boldsymbol{J}_{\mathrm{R}}$ 具有零根时，系统处于临界电压稳定状态。

将式（3）代入式（2），可得

$$\Delta \boldsymbol{U}=\boldsymbol{\xi}\boldsymbol{\Lambda}^{-1}\boldsymbol{\eta}\Delta \boldsymbol{Q} \tag{4}$$

令 $\xi^{-1}\Delta\boldsymbol{U}=\Delta\boldsymbol{v}$，$\boldsymbol{\eta}\Delta\boldsymbol{Q}=\Delta\boldsymbol{q}$，则有

$$\Delta \boldsymbol{v}=\boldsymbol{\Lambda}^{-1}\Delta \boldsymbol{q} \tag{5}$$

式中 $\Delta\boldsymbol{v}$ 和 $\Delta\boldsymbol{q}$ 分别为模态电压 $\boldsymbol{v}$ 的变化量和模态无功 $\boldsymbol{q}$ 的变化量。其中第 i 个模态的关系式可以由式（5）得出，且为

$$\lambda_i\Delta v_i=\Delta q_i$$

这里特征值 λ_i 可以看作是模态无功变化量 Δq_i 对模态电压变化量 Δv_i 的灵敏度。当 λ_i 很小或接近零时，模态无功变化量 Δq_i 的微小变化将导致模态电压变化量 Δv_i 的很大改变，即系统接近电压失稳。因此可认为电压失稳实际上对应于模态电压失稳。

当系统运行状态接近电压稳定极限时，为确定系统中电压稳定的临界区域（critical areas）和节点，可以对主导模态 λ_i 定义参与因子（participation factor），包括母线参与因子、支路参与因子和发电机参与因子。参与因子越大，说明该节点（线路或发电机）对模态 i 影响越大。

基于系统微分与代数方程组数学模型的线性和非线性分析法　电压稳定问题的数学模型可以表示为一组非线性微分与代数方程，但需要反映对电压稳定有显著影响的负荷特性、直流输电控制与保护系统特性、有载调压变压器和发电机无功功率调节及限制特性等。一般表示为如下形式

$$\left.\begin{aligned}\dot{\boldsymbol{X}}&=\boldsymbol{f}(\boldsymbol{x},\boldsymbol{y},\lambda)\\ \boldsymbol{0}&=\boldsymbol{g}(\boldsymbol{x},\boldsymbol{y},\lambda)\end{aligned}\right\} \tag{6}$$

式中向量 $\boldsymbol{x}$ 包含描述负荷动态特性的状态变量；向量 $\boldsymbol{y}$ 由系统代数变量组成；λ 为标量，表示负荷增加量。

在系统运行方式变化过程中，各节点负荷大小用下式表示

$$\boldsymbol{P}_{\mathrm{L}}(\lambda)=\boldsymbol{P}_{\mathrm{L0}}+\lambda\boldsymbol{P}_{\mathrm{D}}$$
$$\boldsymbol{Q}_{\mathrm{L}}(\lambda)=\boldsymbol{Q}_{\mathrm{L0}}+\lambda\boldsymbol{Q}_{\mathrm{D}}$$

式中 $\boldsymbol{P}_{\mathrm{L0}}$ 和 $\boldsymbol{Q}_{\mathrm{L0}}$ 分别表示初始状态下的负荷有功功率与无功功率向量；$\boldsymbol{P}_{\mathrm{D}}$ 和 $\boldsymbol{Q}_{\mathrm{D}}$ 分别表示负荷有功功率与无功功率变化方向。系统增加的负荷有功功率由所有发电机节点按指定方式或机组调差系数进行分配。

在系统遭受微小扰动情况下，应用线性化分析方法来判别系统是否电压稳定；在系统遭受大扰动情况下，则需应用数值积分方法对系统非线性微分与代数方程式进行数值积分，计算出系统的响应曲线，然后根据响应曲线进行判别。

现状与展望　采用上述不同算法，较有影响的电压稳定计算程序主要有：①美国电力研究院（Electric Power Research Institute，EPRI）系列程序中的电压稳定计算程序VSTAB；②美国康奈尔大学研究开发的CPFLOW；③日本电力中央研究所（Central Research Institute of Electric Power

Industry, CRIEPI）研究开发的 CHAMPS 系列程序；④中国电力科学研究院（China Electric Power Research Institute, CEPRI）研究开发的电力系统分析综合程序（PSASP）和电力系统全过程动态仿真程序（PSD-FDS）。

电压稳定计算中应当进一步重点研究的问题有：①建立更适合于电压稳定计算问题的数学模型，尤其是综合负荷模型，应使之能够比较准确地反映配电网中有载调压变压器特性和实际负荷特性的影响；②研究理论严密且计算简单的电力系统电压稳定判据，并提出确定影响系统电压稳定的关键节点和区域的方法；③继续开发适用于分析大规模电力系统的电压稳定计算应用程序。

参考书目

Taylor C W. 电力系统电压稳定. 王伟胜，译. 北京：中国电力出版社，2002.

CIGRE Task Force 38-02-10. Modeling of Voltage Collapse Including Dynamic Phenomena. CIGRE Brochure No. 75, 1993.

CIGRE Task Force 38-02-11. Indices for Predicating Voltage Collapse Including Dynamic Phenomena, 1994.

IEEE Committee Report. Voltage Stability Analysis of Power System: Concepts, Analytical Tools, and Industry Experience. IEEE Publication 90THP-0358-2-PWR, 1990.

汤涌. 电力系统电压稳定性分析. 北京：科学出版社，2011.

dianya zanjiang

电压暂降 （voltage dips; voltage sag） 供电电压有效值在短时间内突然下降又回升恢复的现象，也称为电压跌落。其中电压有效值快速降低到接近于零，然后又回升恢复的现象称为短时断电。在电网中这种现象的持续时间主要由熔断器、断路器和保护装置的动作时间决定，大多在10ms～1s之间。美国电气与电子工程师协会（Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE）将电压暂降定义为电压有效值快速下降到额定值（U_N）的90%～10%，然后回升到正常值附近；而国际电工委员会（International Electrotechnical Commission, IEC）则将电压暂降定义为下降到额定值的90%～1%，持续时间均规定为10ms～1min。IEEE和IEC对于"接近于零"的定义分别为电压低于10% U_N和1%U_N，其持续时间规定为小于3min。

对电压暂降（包括短时断电）的研究主要包括：电压暂降的产生原因、电压暂降的危害、电压暂降的特征量及其监测统计、暂降过程的仿真计算、暂降域研究、不平衡暂降的特性、暂降在不同电压等级之间的传递、暂降对供电可靠性的影响、电压暂降的抑制措施、暂降的敏感曲线和标准制定等。

产生原因　供电系统任意点上发生的电气短路是电压暂降的主要来源。短路导致电流的急剧升高，随之引起供电系统阻抗上大幅度的电压降落。保护装置将短路故障清除，使系统各点的电压立即恢复到接近于短路前的值。大负载的切换、空载变压器合闸的励磁涌流、电容器组的投切、大型电动机的起动等，都会产生与短路电流的效果类似的电压大幅度变化。

危害　电压暂降会引起变速驱动装置（adjustable speed drive, ASD）跳闸，程序逻辑控制器（programm logic Controller, PLC）损坏，各种数字式自动控制装置误动，计算机系统失常、数据丢失，导致相关加工生产线（例如石化、玻璃、纺织、造纸、塑料、半导体以及橡胶等）停顿，大型场所照明失电（例如镝灯，灯灭后需冷却好几分钟后才能启动）等。

电压暂降特征量及其监测统计　电压暂降通常用下降幅值（或深度）、持续时间、相位跳变以及发生频次等特征量来描述。如图1所示，电压暂降的深度 d 定义为电压额定值（U_N）与电压下降的最小值之差 ΔU，以额定值的百分数表示。而暂降的持续时间 Δt 则定义为低于90% U_N 至回升到90%U_N 的时间。电压暂降常常伴随有电压相位的突变，称之为相位跳变。这种现象的出现，是因为系统的电抗与电阻的比值（即 X/R）和线路的电抗与电阻的比值不同，或不平衡暂降由高压系统向低压系统传播引起的。上述定义对矩形的电压暂降来说是准确的；对非矩形的暂降曲线，即使暂降深度和持续时间相同，不同的暂降曲线引起的危害对某些用户也是不同的。因为不同用户对电压暂降的幅值、持续时间的敏感程度不同。有的用户对暂降幅值比较敏感，如某些精加工机械装置在深度为10%持续2～3周波时就会跳闸；有的用户则对暂降持续时间比较敏感，如计算机可承受深度小于40%的暂降，但持续时间不能超过4个周波。所以在描述暂降频次时应考虑用户的敏感程度。

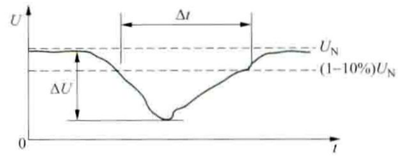


图1　电压暂降示意图

由于电压暂降的发生是一个随机事件，电压暂降的监测和统计分析需要电力部门和用户的长期密切配合，即电力部门测量记录电压暂降发生的准确时间以及电压暂降的深度和持续时间，用户则记录设备异常运行的准确时间，从而确定各种设备对电压暂降的敏感度。这种监测可以为分析电压暂降的起因提供依据，并有助于减少事故次数，同时为用户及设备制造商提高设备的免疫能力积累资料。

暂降过程仿真　可仿真计算系统短路故障等引起的电压随时间的变化过程，得出不同类型电压暂降的特征参数、分析暂降发生的原因和暂降源定位等。大负荷投切、异步电动机起动等引起的电压暂降值较小，持续时间较长，一般不会带来较大的事故和损失。危害性较大的电压暂降主要是由系统短路故障引起的，其传播距离远、暂降幅值大。因此要建立相关的负荷模型（如电动机和整流器模型）和系统模型（如变压器和线路模型等），仿真各种故障类型、不同的故障地点、不同的电压等级引起的电压暂降以及电动机起动、空载变压器合闸等引起的电压暂降现象，量化分析它们之间的联系与区别，分析电压暂降的原因。

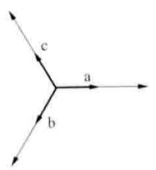
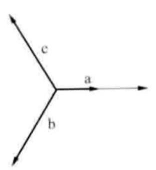
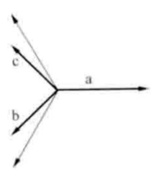
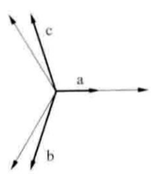
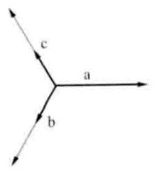
电压暂降过程仿真可在EMTDC/PSCAD、Mauab/simulin等软件平台上进行。仿真建模的详细程度与可能引起暂降的原因有关。通常网络用戴维南等效模型；线路和电缆采用分布参数或集中参数模拟；变压器采用线性模型，必要时考虑其饱和特性；负荷采用恒定阻抗模型；保护装置考虑动作时延和重合闸时间等。

暂降域研究　暂降域是指电压暂降使相关敏感负荷不能正常工作的故障点所在区域。确定暂降域的分析方法有临界

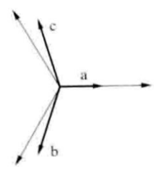
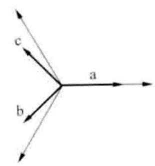
距离法和故障点法。临界距离法通过确定母线电压降低到所设定的临界电压时故障点与所关心母线之间的距离得到该母线的临界域，若故障发生在此临界域内，则对敏感负荷有不良影响。故障点法先粗略分析各种可能发生的故障对敏感负荷产生的暂降影响，然后对各种故障类型进行仿真或短路计算，得到暂降幅值、相位跳变和持续时间等特征量，再据此准确地判断可能带给负荷不良影响暂降域。临界距离法原理简单明确，但没有计及暂降持续时间对敏感负荷的影响。故障点法可考虑各种故障情况及各个特征量对暂降域的影响，但较复杂，计算量大。

不平衡暂降特性　三相不对称电压暂降除应考虑三相对称暂降中的特征量外，还应考虑暂降类型、特征电压和持续时间。暂降类型基本分为7种，其电压暂降计算列于表1。其中，由三相故障引起的为类型A；单相故障引起的为类型B；两相故障引起的是类型C、D、E、F、G。A型暂降的三相电压降低的幅值相同；B型暂降只有一相电压幅值降低。A、B类型易判别，而C、D、E、F、G类型容易混淆，因为两相故障时负荷所承受的暂降与其联结形式是星形还是三角形有关。

表1　暂降的7种类型 [k，残压（标幺值）]

类型	相量图（细线表示故障前；粗线表示发生故障后）	故障类型	相电压
A		三相	$\underline{U}_a=kU$ $\underline{U}_b=-\frac{1}{2}kU-j\frac{\sqrt{3}}{2}kU$ $\underline{U}_c=-\frac{1}{2}kU+j\frac{\sqrt{3}}{2}U$
B		单相	$\underline{U}_a=kU$ $\underline{U}_b=-\frac{1}{2}U-j\frac{\sqrt{3}}{2}U$ $\underline{U}_c=-\frac{1}{2}U+j\frac{\sqrt{3}}{2}U$
C		相间	$\underline{U}_a=U$ $\underline{U}_b=-\frac{1}{2}U-j\frac{\sqrt{3}}{2}kU$ $\underline{U}_c=-\frac{1}{2}U+j\frac{\sqrt{3}}{2}kU$
D		相间	$\underline{U}_a=kU$ $\underline{U}_b=-\frac{1}{2}kU-j\frac{\sqrt{3}}{2}U$ $\underline{U}_c=-\frac{1}{2}kU+j\frac{\sqrt{3}}{2}U$
E		两相接地	$\underline{U}_a=U$ $\underline{U}_b=-\frac{1}{2}kU-j\frac{\sqrt{3}}{2}kU$ $\underline{U}_c=-\frac{1}{2}kU+j\frac{\sqrt{3}}{2}kU$

续表

类型	相量图（细线表示故障前；粗线表示发生故障后）	故障类型	相电压
F		两相接地	$\underline{U}_a=kU$ $\underline{U}_b=-\frac{1}{2}kU-j\frac{1}{\sqrt{12}}kU$ $\underline{U}_c=-\frac{1}{2}kU+j\frac{1}{\sqrt{12}}(2+k)U$
G		两相接地	$\underline{U}_a=\frac{1}{3}(2+k)U$ $\underline{U}_b=-\frac{1}{6}(2+k)U-j\frac{\sqrt{3}}{2}kU$ $\underline{U}_c=-\frac{1}{6}(2+k)U+j\frac{\sqrt{3}}{2}kU$

暂降在不同电压等级之间的传递　用户设备接入的电压等级一般低于经常发生短路故障的电压等级。因此，设备终端的电压不仅取决于公共连接点（point of common coupling，PCC）处的电压，还取决于PCC与设备终端之间的变压器绕组联结方式（相位移）和负荷的接线方式。表2总结了不同暂降类型，在不同变压器绕组联结方式下向较低电压等级变换后的状况。

表2　电压暂降类型向较低电压等级的变换

变压器绕组联结方式	一次侧电压暂降类型						
	A	B	C	D	E	F	G
YNyn	A	B	C	D	E	F	G
Yy，Dd，Dz	A	D	C	D	G	F	G
Yd，Dy，Yz	A	C	D	C	F	G	F

三相负荷有星形（一般中性点不接地）和三角形联结两种，对于电网中不同故障感受到的电压暂降类型是不同的，见表3。

表3　故障类型、电压暂降类型与负荷联结的关系

故障类型 ＼ 负荷联结方式	星形	三角形
三相故障	A	A
两相接地故障	E	F
相间故障	C	D
单相故障	B	C

暂降对供电可靠性的影响　传统供（配）电可靠性只以超过1min或5min的停电为依据，中国现行DL/T 836—2003《供电系统用户供电可靠性评价规程》明确规定自动重合闸重合成功，或备用电源自动投入成功，不视为对用户停电。但是单一以停电时间来衡量的供电可靠性指标，并没有体现电压暂降对用户及社会造成的危害，没有反映现代电力系统条件下电力敏感负荷受其影响的严重性。

表征电压暂降的特征量主要为有效值变化及电压暂降持续时间，因此衡量电压暂降的指标主要采用SARFI指数(System Average RMS Variation Frequency Index)。它有两种形式：一种是针对某一阈值电压x的统计指数$SARFI_x$；另一种是针对某一设备的敏感曲线的统计指数［SARFI (curve)］。SARFI (curve) 指数主要统计电压有效值低于相

应的设备敏感曲线的概率。不同的敏感曲线对应不同的SARFI指数，如SARFI（SEMI）、SARFI（ITI）等。$SARFI_x$指数主要统计电压有效值低于阈值电压 x 的概率，如

$$SARFI_x = \frac{\sum N_i}{N_T}$$

式中 N_i 为对于第 i 次测量过程中，研究区域内电压有效值低于阈值电压 x 的用户数；N_T 为研究区域内的用户总数。

此外，实际应用中还有在 $SARFI_x$ 基础上派生出来的 $SIARFI_x$、$SMARFI_x$ 和 $STARFI_x$ 等系数。

中国学者以概率统计理论为指导，提出了计及电压暂降（含短时中断）的供电可靠率修正指标 RS^*（reliability on service in total，RS），将电压暂降纳入到可靠性的定义中，体现了电压暂降对供电可靠性的影响。

电压暂降的抑制措施　一方面采取措施降低系统短路故障的发生率，以减少发生电压暂降的概率；另一方面在短路故障发生后，合理地控制短路电流的大小及持续时间，从而减少因电压暂降造成的损失。

在系统侧降低电压暂降危害的相关措施有：①提高继电保护的动作速度；②采用故障限流器，以降低故障电压；③合理配置线路中的自动重合闸和熔断器；④采用不同来源的双回路供电；⑤调整运行方式，修改馈线布局结构；⑥架空线入地、沿线树枝修剪、防雷接地保护的完善和管理等。

在用户侧减少电压暂降危害的方法可以从提高设备对电压暂降的承受力和在用户侧利用机械器件的转动惯性及大功率现代电力电子器件的快速投切等方面着手，包括：①对电动-发电机组，由于转子的转动惯量较大，在一定程度上可以克服瞬间电压降的影响；②采用电能储存装置，可以缓解电压暂降对负荷的影响；③采用不间断电源（UPS）。④动态电压恢复器（DVR）、固态切换开关（SSTS）、统一电能质量控制器（UPQC）和恒压变压器（CVT）等现代电力电子装置和设备。

电压暂降敏感曲线和标准制定　电压暂降的危害程度与设备的敏感程度密切相关，不同的设备对同一电压暂降的感受度是不同的，因此不同的设备制造商制定了不同的敏感曲线，如SEMI F47—Semiconductor Equipment Manufacturers International（半导体设备制造商国际组织）、ITI（CBEMA）—Information Technology Industry（信息技术工业协会）以及FIPS—Federal Information Processing Standards Publication（联邦信息处理标准出版物）等。根据不同设备的敏感度曲线，可确定不同设备受电压暂降事件的影响程度。在分析电压暂降的危害时，对于不同的设备或负荷，应当采用不同的敏感曲线。IEEE及一些大公司采用的有ITI（CBEMA）曲线、SEMI F47曲线等。图2所示为ITI曲线图。

电压暂降标准制定要考虑：①电压暂降是一项重要的电能质量指标，涉及一批高新技术企业或用户的供电可靠性和技术经济效益；②电压暂降的发生往往带有随机性、偶发性（从时间、地点和故障性质看），其发生频度和电网结构、地理气象条件、运行维护水平等因素有关，其影响大小和用电负荷性质和工况有关，因此很难提出一个统一的控制指标，各电网只有在长期监测、统计基础上，根据具体用户提出协议控制指标；③电压暂降不仅取决于公用电网，也与用户内

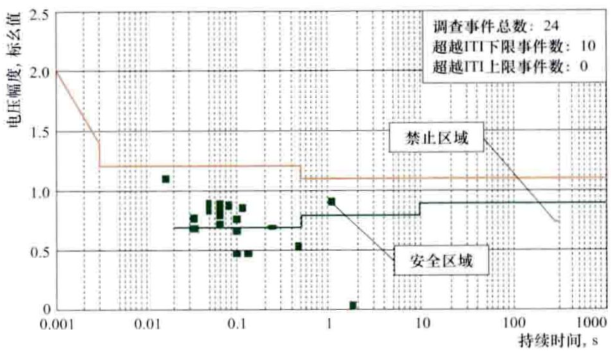


图2　ITI（CBEMA）曲线统计图

部电网和用电负荷性质（承受电压暂降的能力以及对电网产生的冲击影响）有关，因此减小暂降的危害需要供用电双方共同努力。中国对于电压暂降的研究已有十年多历史，相关的标准已在制定中。

参考书目

Bollen M H J. Understanding Power Quality Problems, Voltage Sags an d Interruptions. New York: IEEE Press, 2000.

肖湘宁. 电能质量分析与控制. 北京：中国电力出版社，2004.

程浩忠，等. 电能质量. 清华大学出版社，2006.

dianya zhiliang

电压质量　(voltage quality)　电力系统中实际电压各种指标偏离理想值的程度。电压质量是电能质量的主要技术内容，而电压偏差是其基本指标。电压偏差是电力网中各节点电压值对系统标称电压值的偏差，常用百分数表示。

电压偏差(%)=(实测电压－标称电压)/标称电压×100%

根据中国国家标准GB/T 12325—2008《电能质量　供电电压偏差》，中国供电电压偏差的限值为：①35kV及以上供电电压正、负偏差的绝对值之和不超过标称电压的10%；②10kV及以下三相供电电压偏差为标称电压的±7%；③220V单相供电电压偏差为标称电压的+7%、−10%。

电压偏差对电力系统的影响　电压偏差过大对电力系统运行和用户都有不利的影响。对于异步电动机，电压过低时转差将增大，绕组中电流增大，温升增加，效率降低，寿命缩短。电动机转速的下降同时将影响用户产品的产量和质量。电压降低时，发电厂中由异步电动机拖动的厂用机械（如风机、泵等）出力将减小，影响到锅炉、汽轮机和发电机的出力。用户的电热设备，将因电压降低而减小发热量。电压过低时将减小白炽灯的发光效率，各种电子设备也不能正常工作。当电压太高时，电气设备的绝缘会受到损害；变压器和电动机由于铁芯饱和，损耗和温升都将增加；照明设备在电压过高时寿命将明显缩短。

电力系统无功功率不足的情况下，当某些中枢点电压低于某一临界值时，负荷无功功率的增加量将大于系统向该点提供的无功功率增加量，使无功功率缺额增大，电压进一步下降。如此恶性循环的结果，将使该中枢点电压急剧地下降，引起电压崩溃（见电力系统电压崩溃）。

在输送相同功率的条件下，电网低电压运行，会使线路和变压器电流增大，使电网有功功率损耗和无功功率需求大

大增加，从而加大了线损率，增加了供电成本。

无功功率对电压的影响　电力负荷和系统运行方式的变化将引起潮流的变化，特别是无功功率的变化，使电力线路和变压器的电压损耗发生变化，并引起各节点电压的变化。

高压线路和变压器的电压损耗主要取决于通过的无功功率。要提高负荷的功率因数，应合理地配置无功功率电源，做到就近供应无功功率。电压的调整与无功电源配置、负荷无功功率的补偿、电网中无功潮流的调整以及运行的经济性都是密切相关的，必须整体研究确定。

电力系统的无功电源，除了同步发电机外主要有并联电容器、同步电动机、同步调相机、静止无功补偿器及静止同步补偿器等无功补偿设备，以及高压线路的充电功率。

电力系统无功电源的总容量应能满足负荷（包括电网）的需要，并有一定的备用容量。无功容量不足会造成系统电压水平下降，其他调压措施也不能发挥应有的作用。（见电力系统无功功率补偿）

电力系统电压调整和管理　电力系统常用的调压措施主要有发电机调压、变压器调压和无功补偿设备调压（见电力系统调压）。电压管理一般采用分区管理和集中管理相结合的办法。各地区负责控制本区电网的电压，并就地解决无功功率的平衡；系统调度中心负责控制主干输电线和环网的无功功率分布，以及主要中枢点（发电厂母线、枢纽变电站母线等）的电压。对于现代大型电力系统，也研究采用二级或三级自动电压控制系统，它的功能应同时满足：①系统各主要中枢点的电压保持在给定的范围内；②系统的线损达到最小；③各种电压无功功率调节设备运行在允许的范围内。（见无功功率与电压自动控制）

dianyuan fazhan guihua

电源发展规划　(power sources expansion planning)

研究规划期内各种电源的开发顺序，确定电源建设的项目、布局、容量及进度的方案。它是电力系统发展规划的重要组成部分，要根据国家能源政策、电力市场需求，结合地区能源开发、能源流向及交通运输情况进行规划。

电源发展规划是电力系统中期发展规划的重要组成部分，其主要内容包括：①确定发电设备总容量；②选择电源结构；③确定电源布局；④电源建设方案优化；⑤提出电源建设项目表。

确定发电设备总容量　规划期内应该达到的发电设备总容量，是根据预测的电力负荷进行电力平衡所确定的。发电设备总容量由满足系统最大发电负荷需要的工作容量和系统备用容量组成。在实际电力系统中，发电厂由于自然条件及设备缺陷等原因不能按装机容量满发而形成受阻容量，如部分抽汽供热式热电机组在供热期不能满发，部分空冷机组在极端天气下不能满发，水电机组低水头运行时的出力受阻等。某些水电厂调节性能较差，为多发季节电能的重复容量不能替代工作容量。为保证系统安全可靠地向用户供电，系统发电设备总容量在扣除受阻容量及水电重复容量后，应该大于系统需要的工作容量及备用容量之和。在确定建设规模时还应补充系统的退役容量（见电力系统电力平衡）。对有水电的电力系统，电力平衡按设计枯水年进行。由于风电的随机性和间歇性特点，其发电出力有很强的不确定性和不可预测性，其保证出力较低，小规模风力发电一般不参与电力平衡。对于大容量风电场，由于来风的不均匀性，其保证出力应根据实测的出力数据及其变化的概率分布研究后确定，超出保证出力的装机容量不参加电力平衡。同风力发电类似，光伏发电功率也有类似的不确定性，如果系统最大负荷出现在夜晚，光伏发电不参加电力平衡。

选择电源结构　根据地区动力资源的条件确定各类型电厂容量。电源发展规划首先要根据规划地区动力资源的特点和国家能源政策，确定合理的电源结构（即各类电源的比重），再对各类电厂在电力系统中的作用进行合理分工，以便正确选择各类发电厂的容量及功能。

电源分类及特性　按所用的能源种类分为水力发电、火力发电、核能发电及新能源发电。

（1）水力发电（见图1）。利用河流径流及落差进行发电。按集中落差的方式可分为坝后式和引水式；按水库调节能力的大小可以分为无调节能力的径流式及有调节能力的日调节、周调节、年调节及多年调节式。此外，还有抽水蓄能式。水电的特性为：①水电是清洁和可再生能源；②出力与河川的天然流量有关，而流量在不同年份及不同季节都有变化；③水电出力调节功能与水库调节能力有密切关系，日调节以上的水电厂可以担任调峰及负荷备用，年调节以上的水电厂还可以担任事故备用；④起停方便，能快速适应系统负荷的变动；⑤建设水电时往往有灌溉、防洪、航运等综合效益，因此安排水电运行方式时，应考虑综合利用的需要；⑥抽水蓄能式电厂能为系统调峰填谷及承担系统的短时备用，可改善其他电厂的运行方式，提高系统供电可靠性。



图1　糯扎渡水电站大坝（装机容量9×65万kW，2012年第一批3台机组投运，2013年第二批4台机组投运，2014年3月第8台机组投运）（中国华能集团公司　提供）

（2）火力发电。利用煤、石油、天然气等作为燃料进行发电的通称，其中包括热电联产的热电厂。根据电力系统的需要，火电厂可以担任基本负荷。也可以按要求担任腰荷及峰荷，运行灵活、使用广泛，在电力系统中起着重要作用。火力发电的主要特性为：①与水电比较，火电受外部条件影响较小，凝汽式机组的最大工作容量可以达到额定容量，抽汽供热式和背压式供热机组（多为小型机组）的发电出力则会受到热负荷的影响；②供热式电厂（见图2）只有热电联产才能取得较好的效益，因此必须与热力用户配合建设，一般容量不大，只能作为地方电厂或企业自备电厂；③除专为调峰而设计的机组外，大容量高参数机组起停比较困难，最小出力为额定容量的40%～50%，每分钟允许的负荷变动

为 2%～3%，适宜带基本负荷；④燃气轮机起停方便，宜带系统尖峰负荷。



图 2 北京热电厂夜景（装机容量 84.5 万 kW，供热能力 5.62×10^{9}J，是国内供热容量最大的电厂。电厂于 1995 年 4 月开工，1999 年 6 月全部建成投产）（中国华能集团公司 提供）

（3）核能发电。以可控的核反应堆为动力的电厂。其特性为：①燃料运输量极少，仅为以煤炭为动力相同容量火电厂的十万分之一，不排放灰渣及烟尘，可减轻交通运输及环境保护的压力；②核电厂适宜担任基本负荷，此时一般应配套建设抽水蓄能式电厂，以解决系统的调峰问题；③核电厂的投资高，建设周期长，但有些核电厂的发电成本低于以煤为燃料的火电厂的发电成本。

（4）新能源发电。主要有风能发电、太阳能发电、地热能发电、潮汐能发电等。

风能发电：利用大气沿地球表面流动而产生的气流为动力进行发电。

太阳能发电：分光伏发电和光热发电。太阳能光伏发电是一种将太阳光辐射能通过光伏效应，经太阳能电池直接转换为电能的发电技术。它向负载直接提供直流或经逆变器将直流电转变成交流电供人们使用。太阳能光热发电是利用大规模阵列抛物或碟形镜面收集太阳热能，通过换热装置提供蒸汽，结合传统汽轮发电机的工艺，从而达到发电的目的。

地热能发电：通过热流体（蒸汽、热水等）将地下热能携带到地上，经过专门的装置将热能转换为电能。

潮汐能发电：利用海水受到日月的引力作用产生的潮汐现象，在海湾（或河口）建造堤坝，将海湾（或河口）与海洋隔开，形成水库，采用水轮发电机组进行发电（见图 3）。主要发电方式有单库单向发电、单库双向发电、双库双向发电三种。其特点是水头低、流量大。

此外还有生物能、波浪能、海洋温差能等，这些能源都可以用来发电，并在实践中得到应用。但由于过于分散、不稳定或价格昂贵，只能提供少量辅助电源，或在电力系统难以达到的偏僻地区用作小型电源。

从远景发展来看，还有聚变能、氢能等。

电源结构选择原则　根据规划地区内拥有或可能从外部得到的发电能源的种类、数量和价格来决定电源结构。其主要原则是：①保证发电能源的稳定供应；②提高发电能源供应的经济性；③适应负荷变动的需要，保证供电的可靠性；④节能减排。



图 3 浙江温岭江厦潮汐试验电站（装机容量 3200kW，是国内最大的潮汐电站。1980 年 5 月第一台机组发电，1985 年底 5 台机组全部投产）（中国国电集团公司 提供）

（1）保证发电能源的稳定供应。一般考虑本地区、本国的发电能源优先开发。在资源不足的情况下，再考虑从外地区或外国输入。

（2）提高发电能源供应的经济性，能源流向合理，系统安全、可靠、经济合理，系统装机和可再生能源发电电量得到充分利用。应通过技术经济比较选择合理的电源结构，尽可能地降低电能成本，力求向用户提供廉价的电力。

（3）适应负荷变动的需要，适应风电等间歇性发电电源接入，满足调峰要求，保证供电的可靠性。为了经济合理地向负荷供电，电力系统内的各类电源在负荷曲线中发挥不同的作用：①尖峰负荷电厂主要是由具有调节水库的水电厂、火电厂中的调峰机组、抽水蓄能电厂和燃气轮机电厂承担；②承担腰荷的电厂主要是腰荷火电厂、引水道较长且调节池较小的水电厂、抽汽供热机组的凝汽发电部分；③基荷电厂由基荷火电厂、核电厂、热电厂的供热强制出力、径流水电厂或为灌溉、航运等综合利用放水而发出的强制出力等承担。各电厂的工作位置应通过技术经济比较确定。

风电等间歇性发电电源保证出力部分作为基荷电源在负荷曲线上安排工作位置，超出保证出力部分的发电出力占用为其调峰的电源工作位置。

（4）依据保护生态，节约能源，减少污染等原则优化电源结构。合理确定新能源发电建设规模。

确定电源布局　应根据规划地区的电厂建设条件进行布局。

电厂建设条件调查　查清规划地区内可能建设的水电厂、火电厂、核电厂及新能源电厂的地址并提出建厂的技术经济指标。建厂厂址是一种资源，应当注意规划和保护。

电厂建设条件调查的工作深度，应与规划工作的深度相适应。对于长期规划，水电厂可进行普查或进行河流水电规划，火电厂则做重点踏勘。对于中期规划，水电厂应完成可行性研究报告，火电厂至少应完成初步可行性研究报告。（见电源建设前期工作）

电厂建设条件调查所获得的可建电厂总容量应远大于规划期内所需要的建厂容量，这样才有可能进行优化选择。

（1）水电厂建厂条件。根据河流分布、地形、地质、地震、交通运输、淹没损失、生态环境影响、与负荷中心的距

离等条件，选择水电厂的坝址。如果规划地区的水力资源贫乏或虽有一定的水力资源，但调节性能不好，则还要对可供修建抽水蓄能电厂的地址进行调查。

（2）火电厂建厂条件。①燃煤电厂。根据煤、水资源、交通运输、用电负荷分布、出线走廊、除灰及环境保护等条件进行选择。诸条件中水是必要条件，燃煤电厂一般要靠近江、河、湖、海或可供利用的煤矿疏干水、城市中水，在缺水地区，原则上应建设大型空冷机组。燃煤电厂必须立足于煤，一般可以建在煤炭产地（坑口），也可建在运煤必经的路口、港口，以及有利于电网运行安全、多方向分散接入系统的地区。靠近负荷中心一般建厂条件较差，但为了保证供电可靠，在负荷中心保持适当的电源自给仍是需要的。②以石油、天然气作为燃料的火电厂，可以参照燃煤电厂的建厂条件，着重落实石油、天然气稳定供应的可能性以确定厂址。

（3）核电厂建厂条件。核电厂（见图4）的特点是燃料运输量小，可以靠近负荷中心。但用水量大，一般靠近大江、大河或沿海建厂。为了保证核电的安全可靠，对工程地质、地震、防洪条件等有较高的要求。核电厂厂址宜选在人口密度较低的地区，离城镇要有适当的距离。



图4　秦山第三核电厂（装机容量2×72.8万kW，属重水堆核电厂。工程于1998年6月开工，两台机组分别于2002年12月和2003年7月投入商业运行）（中国核工业集团公司　提供）

（4）新能源电厂建厂条件。对地区风能、太阳能、海洋能、生物质能等进行调查研究，提出对上述能源开发的地址及开发前景。

电源布局原则　根据规划地区建厂条件，合理进行电源布局，以便获得最大效益。

（1）水电。结合水力资源分布、水电项目前期工作和移民安置规划，在有条件的河流上尽可能建设具有较好调节性能的大中型水电厂，因地制宜发展边远山区的小水电。

（2）火电。根据煤炭资源分布和交通运输条件，在煤炭资源比较集中的地区建设坑口电厂，在交通运输条件较好的地方建设路口和港口电厂，在环境条件允许和技术条件可行、经济合理的前提下，在负荷中心地区建设骨干电厂。在可能取得燃油和天然气的地方，也可建设燃油和燃烧天然气的电厂。

（3）核电。在能源资源缺乏、交通运输紧张、经济比较发达的地区，适当发展核电厂。

（4）新能源发电。在有条件的地方积极建设风力、太阳能（见图5和图6）、地热、潮汐等电站。



图5　青海格尔木一期光伏项目（装机容量20MW，工程于2010年3月开工建设，2010年10月第一批2MW并网发电，2011年6月全部20MW全部并网发电）（中国国电集团公司　提供）



图6　北京八达岭太阳能热发电站（装机容量1MW，安装1座119m高集热塔，100面定日镜。电站是中国首个、亚洲最大的塔式太阳能热发电站。电站于2009年7月开工，2013年2月建成发电）（中国电力科学研究院　提供）

（5）外区供（受）电。结合区内外能源资源分布的特点，研究分析与区外供（受）电的必要性和可能性，缺能地区及环境容量小、厂址选择困难地区要优选考虑接受区外来电。

另外，要注意在主要缺乏电量的系统，增加基荷电源的比重；在主要缺乏调峰容量的系统，应在充分利用现在机组调峰能力的基础上，通过技术经济比较，提出增加调峰能力的措施。

电源建设方案优化　为了论证最优电源建设方案，其设计方法有两种：第一种是采用电源优化数学模型优化电源规划，另外一种是电源方案常规设计方法。

电源优化数学模型　将电力系统电源发展规划中的电源优化问题用数学形式表达、归结为一组能够求解的数学方程式。其目的是根据电力系统负荷预测，在已知可能开发的待选电源点的基础上，寻求一个或几个满足运行可靠性等条件的最经济的电源开发方案，确定何种类型和容量的发电机组在何时何处投入运行。电源优化数学模型的核心分为电源投资决策模型及生产优化模型两部分。

电源投资决策模型：确定电源的类型、容量及投入运行进度等，从而给出最优的电源规划方案。在决策过程中要考虑主要运行条件的约束及运行费用的影响。决策目标函数为

规划期内各年投资费用及年运行费用现值的总和为最小。决策变量是各台机组的投入运行时间。主要约束条件为：①电力平衡；②电量平衡；③各电厂的建设期限和装机进度；④地理位置和环境保护条件。(见电源建设计划)

生产优化模型：在考虑发电机组计划检修及随机故障停运等情况下安排各电厂的运行计划，确定各电厂的发电量，以使全系统的运行费用最低。生产优化模型的目标函数为规划期内各年的燃料费用最小，决策变量为各电厂的发电量。主要约束条件为：①各电厂发电出力的上、下限；②各电厂的年最大发电量；③系统运行的可靠性；④系统分区电力、电量平衡及主要联络线输送容量的限制。生产优化模型还可以计算规划方案运行的技术经济指标，检验方案的可行性。如果规划方案不可行，生产优化模型可发出有关信息，反馈到电源投资决策模型中去重新进行优化。

电源优化数学模型是一个高维、整数型数学规划问题，一般用动态规划、整数规划、启发式规划方法及分解协调技术求解。由于计算工作量大，一般利用电子计算机求解。

常规设计方法　根据各年度电力系统负荷需求，在满足一定可靠性指标的条件下，根据逐年电力电量平衡结果，拟订各个电源组合方案，进行多方案比较。在比较时，要明确各方案相应的发电煤源、运输方案和输电网络，然后计算煤、电（电厂、电网）、运（水运、铁路运输）以及综合的投资与年运行费，并把其折算成使用期内的年费用或某一年的总费用，进行综合比较后，提出各年度的电源建设方案。必要时可计算各个方案发电系统的可靠性、未供电量，并将未供电量费用纳入经济比较中。

经济比较中将新建电厂作为电力系统的组成部分，从电力系统整体出发评价电源建设方案的经济性，因此要对不同的电源建设方案进行规划地区的电力系统投资及年运行费用计算。进行年运行费用计算时，应采用电力系统最佳运行方式。中国《建设项目经济评价方法》中规定，应该用“最小费用法”进行建设项目的经济评价。可根据不同情况选用费用现值比较法或年费用比较法。(见现值法和年值法)

在初步评价电源建设项目的经济性时，亦可采用建设单价法、替代电站法和内部收益率法。

(1) 建设单价法。最广泛使用的建设单价为单位千瓦投资及单位千瓦·时发电成本。它是每个发电工程都必须计算和考核的经济指标。水电厂还按多年平均发电量计算单位千瓦·时的投资。

(2) 替代电站法。初步评价水电项目经济性的方法之一。取一作为经济性评价尺度的基准火电（一般称替代电厂），以此基准与水电项目进行比较。不同的水电方案引起电力系统供电能力的余缺均由基准火电来替代，以保持系统电力平衡。如某水电厂投入则将引起替代电厂容量减少。计算出节约的基准火电的费用 (V)，再与水电厂的支出费用 (C) 进行比较。当 $C/V>1.0$，则此水电厂与基准火电比较就不经济；反之，如 $C/V<1.0$，则水电较基准火电经济。从而可以得到概略的经济评价结果。

(3) 内部收益率法。计算期各年净现金流量现值累计等于零的折现率即 IRR 的方法。求出 IRR 可与行业的基准收益率 i_c 或社会折现率 i_s 相比较。当 $IRR \geqslant i_c$ 或 $IRR \geqslant i_s$ 时，方案是经济的。进行多方案比较时，IRR 大的方案经济性好。(见内部收益率法)

经济评价的结论是推荐方案的一个因素，还应当结合其他条件进行分析，以期得出一个能源供应稳定，能源流向合理，系统安全可靠，系统装机容量、水电、风电等新能源发电电量得到充分利用，满足调峰要求，保护生态，减少污染的方案。

提出电源建设项目表　根据推荐的电源建设方案，进行电力平衡，按电力负荷发展的需要及实现的可能，提出多个可供选择的电源建设方案、各年合理的在建规模、需要新开工的规模及投资估算，列出规划期内的电源建设项目表。该表是电源发展规划的结论及成果，应包括每一项目的建设规模、建设进度及投产年限；该表也是有关部门安排建设项目前期工作的依据。

根据电源发展规划的结论，还应对相关部门，如电机制造、燃料供应、交通运输等提出要求，以配合电源发展规划的实现。

dianyuan jianshe jihua

电源建设计划　(power sources construction planning)

电力系统中水电厂、火电厂及其他类型发电厂的建设计划。它是五年电力发展计划的主要组成部分。电源建设计划是以现状为基础，在电力系统中期发展规划及电力系统长期发展规划的指导下进行编制，是电力系统中期发展规划的深化和具体表现，同时对电力系统中期、长期发展规划进行补充和修订。电源建设计划的主要内容包括电力需求预测、电力电量平衡、确定电源建设规模、制定基本建设项目计划、投融资规划、电价预测、环境与社会影响、综合平衡。

电力需求预测　研究国民经济和社会发展五年规划及经济结构调整方案对电力工业发展的要求，找出电力行业与国民经济发展中不相适宜的主要问题，预测电力需求水平及负荷特性。(见电力负荷预测方法)

电力电量平衡　根据预测的电力负荷及电力系统中期规划推荐的电源建设方案，进行电力电量平衡，确定计划期内应投产和开工的发电容量。(见电力系统电力平衡和电力系统电量平衡)

确定电源建设规模　电源建设规模又称在建规模，与电力系统需要的当年投产容量（应考虑补充退役的容量）、电源结构及建设周期有关，而建设周期又因电厂类别的不同而各异。为保证今后若干年内有一个稳定增长的投产容量，每年必须保持一定的在建规模。建设周期越长，要求在建规模与当年投产容量的比值越大。由于机组容量和电厂规模的逐渐增大，环境保护要求的提高，使得建设周期延长。为了不影响投产容量，必须努力缩短建设周期，其关键是开工准备要充分，按照合理工期保证资金和物资的供应，科学地安排施工组织计划。图为张北风光储输示范工程一期全景。

制定基本建设项目计划　在总的建设规模确定以后，需按项目（主要是大中型项目）编制基本建设计划，其内容包括建设项目名称、建设性质、建设规模、建设起止年度、投资来源、总投资、计划期前已完成投资额、计划期内应完成的投资额（年度计划还应列主要建设内容）及新增生产能力（投产容量）。列入基本建设计划的项目要根据各国的国情及法律和政府的有关规定办理审批手续。



张北风光储输示范工程一期全景（风电装机容量98.5MW，光伏发电装机容量40MW，储能装置容量20MW。工程于2009年4月开工，2011年12月投产，截至2013年底，该工程是世界上规模最大的集风力发电、光伏发电、储能及智能调度为一体的新能源友好并网综合示范项目）（中国电力科学研究院　提供）

投融资规划　对五年规划确定的建设项目进行分年度的投融资需求预测。应有效利用国内、外两个资本市场，提出多种投融资的方案（包括融资结构及融资方式），进行优化，推荐合理的投融资方案。提高资金利用效率，全面降低成本。

电价预测　提出规划期内的电价结构和电价水平。电价预测要有利于电力工业的发展，反映电力供求关系、电力生产特点和用户的用电特性，有利于资源优化配置。五年规划应预测提出逐年的上网电价、互供电价、电网电价和销售电价的水平和结构，实施同网同质同价，促进发电企业公平竞争。

环境与社会影响　分析电力发展对环境与社会的影响，计算和分析影响环境与社会的主要指标（如废水、废气、固体废弃物的排放量，水电厂的水库淹没面积、移民安置情况、生态环境等），以保证遵守国家环境保护法律、法规，执行国家能源与环境方针政策，满足国家和地方环境保护规划的要求。

综合平衡　电源建设计划中主要进行：①资金平衡；②物资及设备的平衡；③施工力量的平衡。在年度计划中还要注意设计图纸交付与施工进度的平衡、建筑工程与安装工程及本年度与下年度的衔接等。

dianyuan jianshe qianqi gongzuo

电源建设前期工作　(previous phase of power sources expansion)　从电源建设项目的酝酿提出到列入年度计划开工建设以前，在电源建设计划指导下进行的一项工作。其主要内容包括火电项目建设前期工作、核电项目建设前期工作、水电项目建设前期工作、风电项目建设前期工作、太阳能发电项目建设前期工作等。水电、火电、核电、风电及太阳能发电项目前期工作的程序基本上是相同的，但由于建厂条件不同而各有特点。

火电项目建设前期工作　包括初步可行性研究、可行性研究及初步设计。

初步可行性研究　在几个地区（或指定地区）分别调查各地可能建厂的条件，着重研究电力交易市场的需求、燃料资源与供应、交通运输（包括燃料和设备运输）、水源、除灰、防洪、环境保护、文物保护、军事设施、厂址场地的地形地貌（包括土石方量、占地、出线走廊）、地震地质、工程地质与水文地质、矿产资源分布等主要建厂条件，并结合电力系统规划，进行技术经济论证，择优推荐出建厂地区的顺序及可能建厂的厂址与规模，提出下阶段开展可行性研究的厂址方案，并为编制和申请同意开展前期工作文件提供依据。

可行性研究　在已经审定的初步可行性研究和取得项目主管单位同意开展项目前期工作文件的基础上，进一步研究电力市场的需求，落实各项建厂条件并进行必要的水文气象、供水水源的水文地质、工程地质勘探工作和必要的水工模型试验。对车站站场改造、专用线接轨、运煤码头及专用供水水库的可行性研究，也需要同步进行。对在山区建设的电厂，还要着重研究边坡稳定与不良地质问题、环境保护和减少土石方工程量等问题。设计单位与建设单位共同研究重大技术经济原则，落实各项建厂条件（如煤源、水源、灰场、交通运输、专用线接轨、用地、拆迁、环保、出线走廊、地质及地震等），并取得原则性协议。提出电厂接入系统、工艺系统和布置方案（见发电厂接入系统设计），并经过全面的技术经济论证对厂址建厂规模、主辅机选型提出建议。估算电厂投资和评价经济效益，有多种投融资渠道时，应进行优化分析，为计划部门编制和审批可行性研究报告书提供依据。

初步设计　根据可行性研究报告书（或可行性研究报告）的要求所作的具体实施方案。它是安排建设项目和组织工程施工的主要依据。其主要内容是确定设计原则、总体布置、建设规模、发供电方案、主要工艺流程、设备选型、主要设备清单和材料用量、主要建筑物、构筑物、公用设施、生活区建设、占地面积和征地数量、劳动定员、主要技术经济指标、建设工期和总概算。在初步设计中，基础资料要正确，设计采用的各种数据和技术条件要正确可靠。设计选用的设备、材料和所要求的施工条件要符合实际。每项设计要做多方案比较，合理确定设计方案。初步设计文件的内容深度要符合建设和生产的需要。

核电项目建设前期工作　程序与火电厂基本相同，但由于核电厂对核安全和技术引进的特殊要求，在不同阶段增设了需专题研究的内容，相应前期工作涉及面广、工作量大、历时较长。如在初步可行性研究阶段要求结合环评进行厂址评选，在可行性研究阶段要结合设备供应情况开展技术转让协议谈判和主设备招标谈判，在初步设计开始之前需要提出厂址初步安全分析报告等（见《核能发电卷》核电工程建设前期工作）图1为已投入商业运行的田湾核电厂。

水电项目建设前期工作　包括河流水电规划、预可行性研究、可行性研究及现场施工前期准备（见《水力发电卷》水电前期工作）。

河流水电规划　初步查明河流水能资源及开发条件，调查和研究影响河流水电开发的重大工程地质问题，识别河流水电开发在生态环境和经济社会方面的限制性因素，明确该河流的开发任务及综合利用要求，确定梯级方案及开发程



图1 田湾核电厂远景（装机容量2×106万kW，采用俄罗斯AES-9型压水堆核电机组，是中国单机容量最大的核电机组。一期工程于1999年10月开工，两台机组分别于2007年5月和8月投入商业运行；二期工程于2009年10月开工）（汪兆富 提供）

序，提出近期兴建的工程及其主要技术经济指标。本阶段相当于火电项目的初步可行性研究阶段。

预可行性研究 论证工程建设的必要性，基本确定工程开发任务，初步查明工程站址的主要地质条件，初步确定坝型、枢纽布置方式及机组参数，提出控制性工期、移民安置初步规划，估算工程投资，进行初步经济评价。

可行性研究 在预可行研究的基础上，进一步论证工程建设必要性，确定工程任务及具体要求，查明工程地质条件，选定水库正常蓄水位及其他特征水位，明确工程运行要求和方式，选定电站装机容量和机组机型，确定接入电力系统的方式（见发电厂接入系统设计），选定工程建设场址、坝（厂）址等，确定工程总体布置方式和工程量，选定对外交通运输方案，确定导流方式、主体工程施工方法、施工总布置等方案，安排施工总进度，确定建设征地范围，提出建设征地和移民安置规划设计，提出环境保护和水土保持措施设计，编制设计概算，进行国民经济评价和财务评价。

现场施工前期准备 在可行性研究报告的基础上，为了缩短水电工程建设工期，促进水电效益尽早发挥，经过相关部门审批后，水电工程可以开展必要的“三通一平”等施工前期准备工程，主要有对外交通、施工供电、施工通信、施工期征地移民等筹建工作，场内交通、场地平整、施工工程、生活和生产房屋等准备工程。图2为已全部竣工小浪底水利枢纽工程。



图2 黄河小浪底水利枢纽工程（装机容量180万kW，采用斜心墙堆石坝。工程于1994年9月开工，2001年12月全部竣工）

风电项目建设前期工作 程序与水电厂基本相同，包括风电项目总体规划、预可行性研究、可行性研究和现场施工前期准备。风电是国家鼓励开发的清洁新能源项目，在投资、电价和项目开发方式上有别于一般水电厂，包括有不同地区的电价补贴政策，项目投资开发主体和项目关键设备采取特许权招标方式确定等，需要在风电项目前期工作中不同阶段予以特别考虑。图3为山东潍坊滨海风电场。



图3 山东潍坊滨海风电场（2012年11月6日，国电联合动力技术有限公司自主研发的国内首台扫风面积最大的0.6万kW风电机组在山东省潍坊市顺利完成吊装）（中国国电集团公司 提供）

太阳能发电项目建设前期工作 程序与水电厂基本相同，包括太阳能发电项目总体规划、预可行性研究、可行性研究和现场施工前期准备。太阳能发电也是国家鼓励开发的清洁新能源项目，在投资、电价和项目开发方式上有别于一般水电厂，包括有不同地区的电价补贴政策，项目投资开发主体和项目关键设备采取特许权招标方式确定等，需要在太阳能发电项目前期工作中不同阶段予以特别考虑。图4为右玉太阳能电站。



图4 右玉太阳能电站（位于山西右玉，装机容量10MW，2010年1月15日开工，是中国最大的风光互补并网发电项目）（山西省电力公司 提供）

dianzishi huganqi

电子式互感器（应用） [electronic instrument transformer (application)] 基于光学和电子学原理按比例变换电流或电压的仪器，也称光电互感器。电子式互感器通常包含一个或多个电流或电压传感器，其测量信号通过光纤传送给二次转换器和合并单元，再由合并单元对信号整合后，通过光纤通信供给测量、保护或控制设备使用。

需求背景 常规互感器在以下几方面不能很好地满足现

代电网对电流/电压测量的需要。①在测量精度方面。常规互感器用铁芯做磁耦合，由于铁磁非线性，难以在大范围内保持一定的精度和线性度，使测量和保护至少需两组独立的电流互感器，而磁路饱和现象使故障大电流的测量失准，是保护装置不正确动作的关键原因之一。基于法拉第电磁感应原理的常规互感器的测量取决于电流和电压变化率，其暂态特性不好，动态测量范围不大。②在绝缘安全性方面。随着电压等级的提高，常规互感器的绝缘成本越来越高，但是仍不能避免互感器绝缘故障的频繁发生。据中国国家电网公司统计，220kV 以上电压等级的常规互感器的绝缘故障率高达 1.6%，是电网安全运行的重要隐患之一。③在满足智能电网建设需要方面。常规互感器的模拟量输出形式不满足输出数字化的要求；常规互感器测量和保护分别独立配置的使用方式和笨重的体积也不满足与一次电力装备实现一体化集成的要求。光学互感器作为电子式互感器重要的一种互感器，也是智能变电站一次设备的重要组成部分。

为解决以上问题，20 世纪 60 年代初，国际上就开始研究电子式互感器。在产品实用化研究方面，国际上 ABB、SIEMENS、ALSTOM 及 MITSUBISHI 等公司都有近 30 年的电子式互感器的研究历史。中国电子式互感器的实用化研究工作开始于 20 世纪 90 年代初，产品水平和国外公司相当。

分类 根据一次传感器部分是否需要提供电源，电子式互感器可分为有源式和无源式两类。若一次传感器采用电磁测量原理，则一次转换器将一次传感器的电输出信号转换为光信号，再由光纤传输系统送出，转换器是电子部件，需要电源供电，此类互感器称为有源电子式互感器。若一次传感器是光学原理，光纤传输系统可以直接将光测量信号送出，无需一次转换器和电源，此类互感器称为无源电子式互感器。电子式互感器按功能可分为电子式电压互感器（electronic voltage transformer，EVT）和电子式电流互感器（electronic current transformer，ECT）两类。



图 1 电子式电流互感器



图 2 电子式电压互感器

测量原理 电子式电流互感器（见图 1）和电子式电压互感器（见图 2）的测量对象不同，测量原理也不尽相同。

电子式电流互感器测量原理 按测量原理分类，电子式电流互感器主要有低功耗电磁式电流互感器（low power current transformer，LPCT）、罗可夫斯基线圈电流互感器（Rogowski current transformer，RCT）和光学电流互感器（optical current transformer，OCT）三种类型。

低功耗电磁式电流互感器的测量原理沿袭法拉第电磁感应原理，测量结构沿袭铁芯线圈，与常规电磁式互感器的主要区别是采用了电子技术的输出处理方式。这种电子式电流互感器仍存在磁路饱和问题和测量频带问题，在电子式电流互感器中测量品质最差。

罗可夫斯基线圈电流互感器在测量原理上与常规电磁式电流互感器相同，都是法拉第电磁感应原理，不同的是采用了非导磁材料的罗可夫斯基线圈（即空心线圈）为传感载体，如图 3 所示。由于测量原理仍然是法拉第电磁感应原理，测量频带问题依然存在；由于采用了罗可夫斯基线圈结构，避免了常规电流互感器测量故障电流时的磁路饱和现象，明显提高了暂态测量精度。

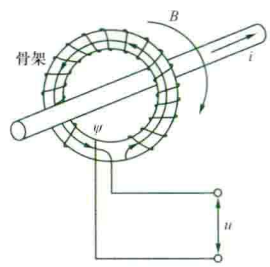


图 3 罗可夫斯基线圈电流互感器基本结构

光学电流互感器基于法拉第磁旋光效应（Faraday rotation effect），在测量原理上与常规的电磁式电流互感器完全不同。法拉第磁旋光效应表明：当一束线偏振光通过置放在磁场中的法拉第材料后，偏振光的振动方向将发生与磁场大小成正比的偏转，称为法拉第旋光角，如图 4 所示。光学电流互感器既不存在磁路饱和问题、也不存在测量频带问题，从原理上讲，既可以测量交流电流，也可以测量直流电流。

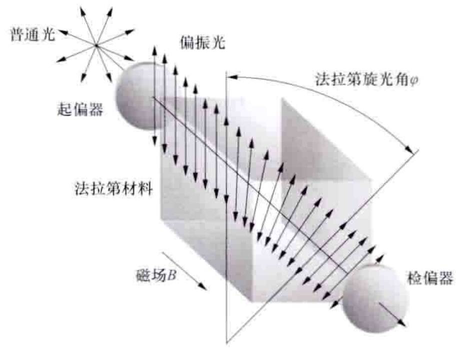


图 4 法拉第磁旋光效应

基于相同的光学原理，在传感结构上光学电流互感器包括磁光玻璃和光纤两种传感结构，磁光玻璃光学电流互感器的传感部分由磁光玻璃承担，传输部分由光纤承担；全光纤光学电流互感器的传感和传输部分均由光纤承担。光学电流互感器测量准确、绝缘性好，是性能最理想的电子式电流互感器。

电子式电压互感器测量原理 按测量原理分类，电子式电压互感器主要有电子输出的电压互感器和光学电压互感器（optical voltage transformer，OVT）两种。

电子输出的电压互感器将常规互感器的输出电子化（模拟小信号输出和数字输出），这种电压互感器的原理或结构可以是法拉第电磁感应原理，也可以是各种类型的分压结构，如电容分压、电感分压和电阻分压等。

光学电压互感器可基于多种光学原理。基于泡克尔斯电光效应的光学电压互感器最具应用前景。泡克尔斯电光效应（Pockels electro-optic effect）表明，在外施电场的作用下，一束单色偏振光通过电光晶体后，将变为初相相同、振动方向相垂直的两束偏振光，两束偏振光的相位差正比于外施电场（见图 5）。

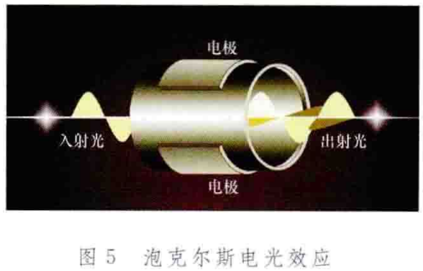


图 5 泡克尔斯电光效应

基于泡克尔斯电光效应的光学电压互感器具有良好的绝缘安全性，动态测量范围大、测量响应迅速，在原理上既可以测量交流电压，也可以测量直流电压。

结构 电子式互感器的结构如图6所示。在高电位等势体内，完成一次电流传输、二次信号采集、数字信号调制和光信号输出，光纤从等势体出线，通过绝缘支柱走线到地电位，进入光缆引至位于集控室的合并器单元。

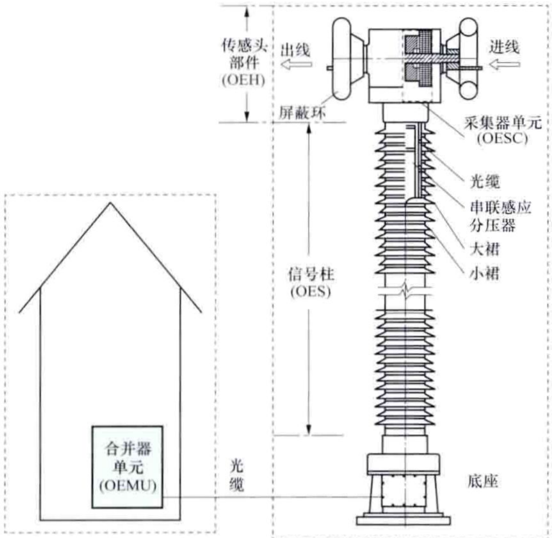


图6 电子式互感器结构示意图

合并单元（merging unit）是电子式互感器数字输出接口的重要组成部分。合并单元可以是互感器的一个组成件，也可以是一个分立单元。如图7所示，合并单元主要功能是同步采集多路（最多12路）ECT/EVT输出的数字信号并按照规定的格式通过点对点光纤或SV（sampled value）网将其发送给保护、测控等设备。

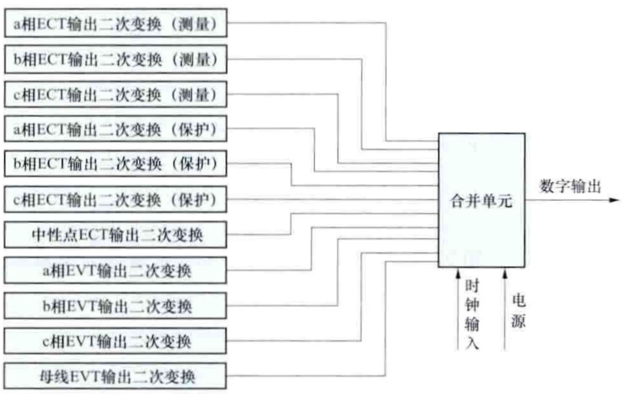


图7 合并单元定义示意图

在数字化变电站中，一个电气间隔的所有电子式电流/电压互感器都将输出信号传输到图8所示的一个共用的合并单元。

优点 与常规互感器相比，电子式互感器的优点：①利用光缆而不是电缆作为信号传输介质，实现了高低压的彻底隔离，避免造成人身危害，安全性大大提高。②没有铁芯，不存在磁饱和、铁磁谐振等问题，具有较好的暂态特性和较大的动态范围，测量更准确，可以测量包括故障波形和各种频率成分的全息量。③可将电流和电压的测量组合在一起，构成电流电压组合式互感器。其输出为数字光信号，其测量精度与负载无关，避免了负载大小对测量精度的影响。④不采用油作为绝缘介质，避免潜在的易燃、易爆等危险。⑤体积小，质量轻，其质量一般只有电磁式互感器的1/5、1/10。⑥传输介质为光纤，输出为数字信号，可以方便地组网实现数据共享，而且能实现在线检测和故障诊断，满足数字化变电站的需要，容易实现和一次电力装备的一体化集成。

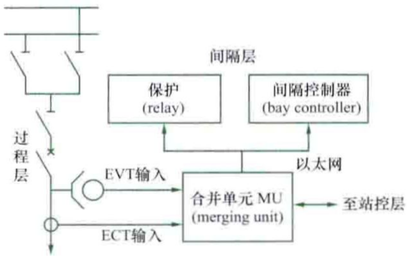


图8 数字化变电站中的电子式互感器

应用方式 电子式互感器分为独立使用、封闭电器的组合使用、敞开电器的组合使用三种应用类型，见图9。

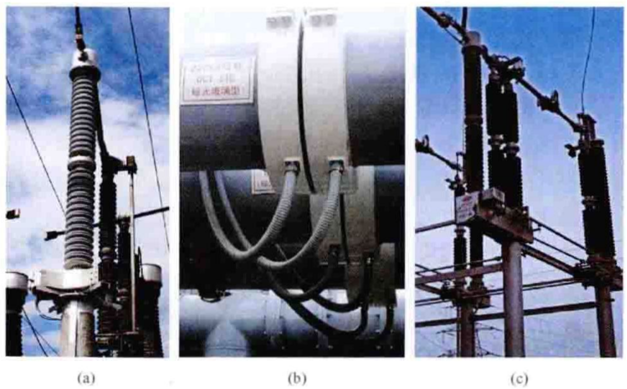


图9 电子式互感器的应用形式
(a)独立使用的支柱式；(b)封闭电器使用的外卡式；(c)敞开电器使用的组合式

(1)独立使用类型：包括传统的支柱式以及用于超(特)高压电网的悬挂式。

(2)封闭电器的组合使用类型：包括位于封闭组合电器内部的嵌入式和位于封闭组合电器外部的外卡式。

(3)敞开电器的组合使用类型：敞开电器组合式。

技术标准 国际电工技术委员会（international electrotechnical commission，IEC）于1999年发布了IEC 60044-7—1999《互感器 第7部分：电子式电压互感器》，于2002年发布了IEC 60044-8—2002《互感器 第8部分：电子式电流互感器》，两个标准对电子式互感器使用条件、额定输出、设计及试验等进行了规范。基于IEC标准，中国互感器标准化技术委员会于2007年发布了国家标准GB/T 20840.7—2007《电子式电压互感器》和GB/T 20840.8—2007《电子式电流互感器》。

diaodu guanlilei yingyong

调度管理类应用 (applications for dispatching management) 见智能电网调度技术支持系统。

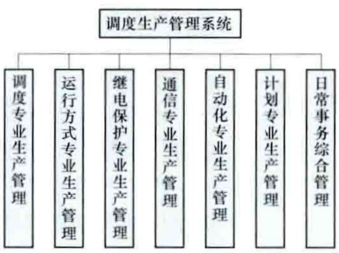
diaodu guanli xinxi xitong

调度管理信息系统 (dispatching management information system, DMIS) 将调度生产管理有关信息进行综合分析、处理和应用的调度自动化辅助子系统。调度管理信息系统在电网调度控制中心中处于安全Ⅲ区（生产管理区），调度管理信息系统要处理的是从安全Ⅱ区取得的调度生产数据，加工处理后为管理信息区（安全Ⅳ区）提供信息。它与生产区（安全Ⅱ区）系统之间有正反向物理隔离装置隔离，和管理信息区（安全Ⅳ区）之间有防火墙隔离。(见电力二次系统安全防护)

调度管理信息系统包括调度、运行方式、继电保护、通信、计划等专业管理和日常事务综合管理（见图），它们随调度管理职能部门划分的不同可能会有变化。①调度专业生产管理包括运行日志及交接班管理、调度操作票管理、调度排班管理、调度报表生成处理、拉限电管理、调度内部文档管理、业务流程处理等。②运行方式专业生产管理包括统一设备参数管理、运行方式管理、电网稳定规程管理、短路容量表管理、稳定装置定值管理、低频减载管理、调度管辖范围管理、网损管理、无功电压管理、运方报表生成处理、业务流程处理等。③继电保护专业生产管理包括保护装置管理、保护整定单管理、保护缺陷及故障管理、保护整定方案管理、保护报表生成处理、业务流程处理等。④通信专业生产管理包括通信设备管理、通信运行日志管理、通信业务接入/退出管理、通信排班管理、通信设备故障管理、通信巡检管理、厂站巡检管理、载波频率管理、通信报表生成处理、业务流程处理等。⑤自动化专业生产管理包括自动化设备管理、自动化运行日志管理、自动化排班管理、远动管理、设备故障及缺陷管理、自动化报表生成处理、业务流程处理等。⑥计划专业生产管理包括检修申请单管理、发电计划管理、检修计划管理、控制性能规范（control performance specification, CPS）考核管理、市场报表生成处理、业务流程处理等。⑦日常事务综合管理包括文档资料管理、零星材料管理、考勤管理、人事基本档案管理、电话簿管理、党务管理、教育培训管理、科技项目管理、固定资产管理等。

调度管理信息系统中使用最多的人机交互手段是报表，它是由专业的、可配置的报表工具产生，可适应今后报表数据和报表格式的各种变化。

业务流程处理是调度管理信息系统中最主要的任务。业务流程处理涉及的主要业务流程有检修申请单流程、保护整定单流程、设备起动流程、稳定限额流程、稳定装置定值单流程、材料采购流程、固定资产报废流程等。



调度管理信息系统按专业功能的划分

diaodu guicheng

调度规程 (dispatching rules) 电力系统调度管理的各种规章制度的总称。电力系统的各级调度部门都有调度规程，它是电力系统运行和调度管理的依据，系统运行有关部门和个人都必须严格遵守。

制定调度规程的主要依据是电力系统的运行经验和国家及电力行政主管部门发布的有关文件。调度规程要随着电力系统的发展和技术的进步而进行修订。

调度规程的作用 ①明确对所辖电力系统的生产运行必须实行统一指挥，以保证所辖电力系统生产运行的安全性与经济性。电力系统是由许多发电厂、变电站、输配电线路和用户的电气设备组成的一个十分复杂的系统，系统内任一设备运行情况的改变都会影响其他设备甚至全系统的运行状况，因此系统运行的协调工作要依据调度规程的规定在电力系统值班调度员的统一指挥下进行，发电厂和变电站不能随意处理。发电厂必须服从统一调度，以保障全电力系统安全经济运行。②统一电力系统负荷管理、运行方式编制、倒闸操作、事故处理、调度设备编号和发布调度命令的原则。③保证电力系统频率和电压质量符合国家规定的标准。④使电力系统内各级调度人员在同一准则下分工负责，协同工作。

调度规程的主要内容 ①确定调度管理的任务（见电力系统调度管理）。②规定调度管理机构的设置。③规定各级调度机构的职责和调度范围。④规定调度指令执行原则。⑤规定电力系统频率调整、电压调整等工作的具体办法。⑥规定各种调度管理制度。如新设备投产、设备检修、水库调度、继电保护与安全自动装置运行、调度自动化系统运行和调度通信系统运行、与其他电力系统交换电力及电量的有关规定等管理制度。

在中国，1953年燃料工业部颁布了《电力系统调度管理暂行条例》，同时对全国各电力系统的调度管理提出了统一的要求。1962年，水利电力部对上述条例进行了修订，颁布了《动力系统调度管理规程》，在此规程中对调度规程的内容做了详细明确的规定，并要求各电力系统依此修订各自的调度规程。1980年8月，电力工业部又对该规程做了修订。1993年6月，中华人民共和国国务院令第115号发布了《电网调度管理条例》；1994年10月，电力工业部令第3号发布了《电网调度管理条例实施办法》。各级电网（即电力系统）的调度部门根据上述法规制定了本电网的调度管理规程。2011年1月，根据《国务院关于废止和修订部分行政法规的规定》对《电网调度管理条例》实行了修订。明确电网运行实行统一调度、分级管理的原则，电网调度应当符合市场经济的要求和电网运行的客观规律。

diaodu jihualei yingyong

调度计划类应用 (applications for dispatching schedule) 见智能电网调度技术支持系统。

diaodu jiaohuanji

调度交换机 (dispatching exchange) 电力系统中专用于生产调度指挥的电话交换设备。它不仅具备一般电话交换机的基本功能，还通过键盘、鼠标、触摸屏等设备提供强插、强拆、紧急呼叫、状态显示、电话会议、轮呼、点名、录音等调度指挥所需功能。调度交换机为用户提供友好的界面，操作简单方便。

调度交换机主要由调度主机、调度台、录音系统和维护

终端等组成。

调度主机　实现所有呼叫功能、交换功能、调度功能及组网功能，根据用户需求可采用不同配置。此外，还可实现调度用户和行政用户两网合一，以充分利用资源。

调度台　调度员进行调度电话操作使用的操作台，见图。调度台分为按键式和屏幕式两种类型。调度交换机运行维护人员通过维护终端配置数据，将调度用户号码与按键相对应，调度员拨打电话可做到一键呼叫。

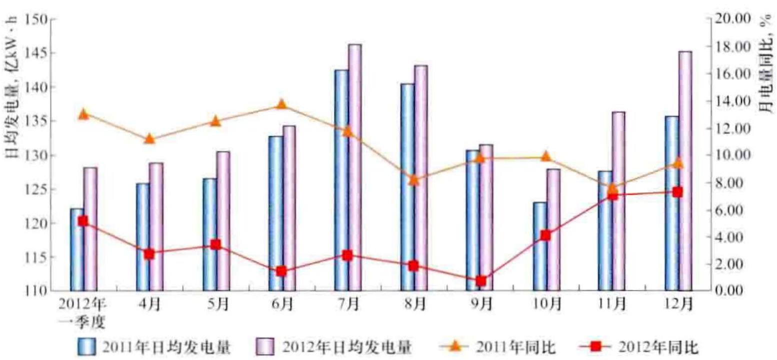
录音系统　对调度系统的重要通话录音。调度交换机运行维护人员通过维护终端配置数据，将调度台与录音系统关联，实现调度台录音功能。

维护终端　用于控制与维护调度交换主机和调度台，包括数据管理、维护和计费管理等内容。

diaodu mingling

调度命令　(dispatching command)　电力系统值班调度员按照规定的权限对其调度管辖范围内的下一级调度机构值班调度员和发电厂、变电站值班人员发布的调度任务和指令。调度命令是保证电力系统安全、经济运行和提高电能质量所必需的手段，具有高度严肃性。发布命令者对命令的正确性负责；接受命令者必须坚决执行。(见电力系统调度员)

命令内容　主要有：①电力系统每日发电计划，包括发电机组开停，各发电厂每日 24h 的发电出力和全日发电量计划（见图），以及在执行中对此计划的修改；②倒闸操作，如电力系统中主要设备运行状态的改变，运行方式的变更，输电线路的停电与送电，继电保护和安全自动装置的投入与停用及定值改变，调度自动化系统控制功能使用方式等；③事故处理，除有明确规定的某些事故可由发生事故的单位自行处理外，其他事故的处理均须按照调度命令进行；④调整电力系统运行频率和电压值；⑤新设备并网和电力系统的并、解列；⑥调度范围内的设备检修、试验等。



2011、2012 年中国日均发电量

命令实施原则　在中国有以下具体规定：①属于调度管辖的设备，除对设备和人员安全有威胁者外，没有相应调度机构值班调度员的命令，发电厂、变电站值班人员对该设备不能自行操作和开停。②电力系统各级调度机构的值班调度员在其值班期间为系统运行和操作的指挥人，按规定的调度范围行使指挥权，下级调度机构的值班调度员、发电厂值长、变电站值班长在调度关系上受上级调度机构值班调度员的指挥，接受上级值班调度员的命令。③下级调度机构、发电厂、变电站的值班人员，接到上级值班调度员的调度命令后，要复诵命令，经核对无误后立即执行。任何人不得干涉调度命令的执行，若不执行或延迟执行调度命令，未执行命令的值班人员和允许不执行命令的领导人均应负责。当值班人员认为所接受的调度命令不正确时，应对发布命令的上级值班调度员提出意见，若上级值班调度员重复他的命令时，则值班人员必须迅速执行；但若执行命令确会威胁人员、设备或系统的安全时，值班人员应拒绝执行，并将理由及改正命令的内容报告上级值班调度员和本单位负责人。④值班调度员对发布的调度命令的正确性负责。在发布倒闸操作命令前，应按电力系统模拟盘或接线图检查操作程序，保证操作程序的正确性，在操作过程中要按监护、录音、记录和复诵命令的制度进行。⑤当发生拒绝执行正确的调度命令、破坏调度纪律的行为时，调度机构要进行调查并报有关部门处理。⑥电力行政主管部门的领导人发布的一切有关调度业务的命令，要通过调度机构负责人转达给值班调度员，若调度机构负责人不在时，值班调度员可直接接受和执行其命令，同时迅速报告调度机构负责人。

世界上很多国家的电力系统，对调度命令都有类似的明确规定。

命令发布方式　调度命令一般由值班调度员按规定的术语使用调度电话发布。当调度自动化水平逐步提高之后，部分调度命令已为计算机发布指令或由值班调度员直接遥调、遥控所代替。如电力系统发电计划的下达，经济负荷分配，电力系统调频、调压以及系统间联络线交换功率控制和计划修改等均可通过调度自动化系统来完成。(见电力系统调度自动化)

diaodu zidonghua fuzhu zixitong

调度自动化辅助子系统　(supplementary subsystems of dispatching automation)　电力系统调度自动化系统中除了电力系统发电调度和电力系统实时网络分析等基本功能之外配置的辅助电网指挥调度和控制的应用系统。包括电力系统负荷管理系统、电能量计量系统、继电保护故障信息管理系统、雷电监视系统、水电监视与调度系统、调度管理信息系统、风电与光伏发电并网调度系统和广域测量系统等。此外，还有气象监测系统用于在线监测火电厂脱硫情况和火电机组供电煤耗情况的火电厂综合监视系统等。

电力系统负荷管理系统实现对负荷的监视、调整、控制和综合管理；电能量计量系统实现不同用户、不同时段、不同费率下电能量的统计；继电保护故障信息管理系统全面管理继电保护电力系统、电力系统安全自动装置、故障录波装置等记录下来的各种信息，以便调度人员及时、快速地处理故障，恢复电力系统正常运行，并帮助进行事故后分析；雷电监视系统实时确定雷击位置，帮助确定雷击故障点；水电监视与调度系统用于监视和调控水库的蓄水和用水情况，辅助水电发电计划的制订和实施；调度管理信息系统为电网调度控制中心的各个职能科室提供办公业务服务，提高管理工作效率；广域测量系统是新发展起来的应用系统，实现对电

网动态行为的实时监视。

diaodu zidonghua jisuanji xitong

调度自动化计算机系统 (computer system of dispatching automation) 为电力系统调度自动化服务的用于完成信息处理和加工任务的计算机软硬件系统。它是调度自动化系统的核心和基础子系统，要求其有较强的数值和逻辑计算能力、输入/输出中断处理能力、实时操作系统能力，还应具有高可靠性、可维护性和可扩展性。

调度自动化计算机系统包括计算机硬件系统、计算机软件系统和分布式网络系统三部分。

计算机硬件系统 包括计算和数据处理服务器、集群计算机、人机工作站、存储设备、网络设备、I/O设备、各种外部设备等硬件设备。多按分布式网络系统的结构配置。计算机系统还包括一些专用接口，例如远动终端接口、人机联系接口、通信接口、统一时钟接口等，这些接口通常通过网络系统来实现。

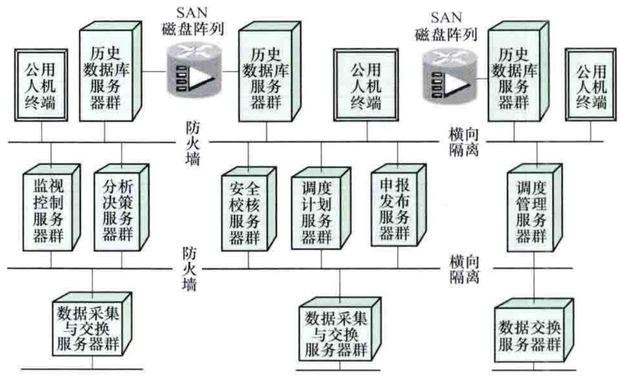
计算机软件系统 分系统软件、支持软件、应用软件三个层次。

(1) 系统软件。计算机制造厂为便于用户使用计算机以便充分发挥计算机功能而提供的管理和服务性软件，是最底层的软件。它包括：为用户编制程序提供的各种工具；对计算机资源进行调度和管理的操作系统（DOS、Windows、Unix、Linux）；各种服务性程序，如子程序库、函数调用以及系统生成程序等。

(2) 支持软件。操作系统和应用软件之间的中间层软件，主要包括实时数据管理、人机交互管理、网络及任务通信、系统管理以及打印机输出等子系统，以满足各种应用软件的分步实现和统一管理的要求。（见调度自动化系统支撑平台）

(3) 应用软件。利用系统软件和支持软件，完成调度自动化所要求的应用功能的软件，是最顶层的软件。应用软件按功能可分为实时监控与预警类应用、调度计划类应用、安全校核类应用和调度管理类应用。

分布式网络系统 多台不同类型的计算机通过局域网相连，共同完成调度自动化的各种功能，而每台计算机只承担特定的任务，如前置机、网络分析服务器等。为了提高可靠性，对重要的实时功能，设置冗余配置的计算机，网络也是双重化的。实时数据或人工输入的数据通过网络定向传送或广播传送到其他计算机中去，各处理机的处理结果也可按要求传送到屏幕显示工作站或存储到数据库服务器的磁盘阵列中。为了网络安全，服务于不同应用的网络之间可以通过防火墙隔离或者通过物理隔离，如图所示。



调度自动化分布式网络系统

未来发展 计算机技术是发展最快的科技领域之一，计算机工业的发展将不断地为调度自动化系统提供处理能力更强、性能价格比更高的计算机系统。计算机并行处理技术的发展将使过去难以满足实时性要求的一些应用软件能够实时应用。计算机系统的硬软件接口的标准化使得异种机的连接和扩展更为方便，操作系统和数据库系统的标准化更便于应用程序的编制、移植和推广。随着三维图形工作站与可视化技术的应用，人机联系将更加直观和方便。将智能技术引入应用软件将实现电网主动式和智能化的监视、分析、预警、辅助决策和自愈控制。

参考书目

Silberschatz Abraham，Galvin Peter Baer，Gagne Greg. 操作系统概念.7版.郑扣根，译.北京：高等教育出版社，2010.

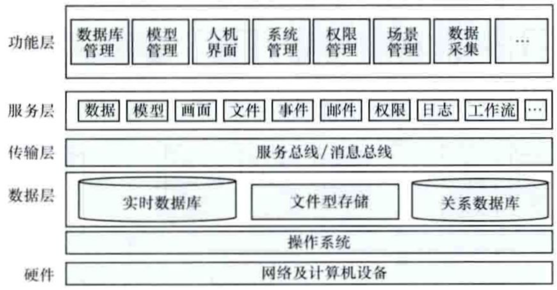
diaodu zidonghua xitong zhicheng pingtai

调度自动化系统支撑平台 (supporting platform of dispatching automation system) 为调度自动化系统的集成和高效运行提供可靠保障的计算机软硬件系统。它在调度自动化系统应用软件和调度自动化计算机系统之间搭建了桥梁，为调度自动化系统各类应用的开发、运行和管理提供通用支撑，是调度自动化系统的重要组成部分。

总体目标 ①建立应用开发环境。提供多层次的软件接口，为应用开发提供数据交换机制、人机交互支撑、数据支持、公共服务功能和系统管理功能，支持业务定制和调整。②建立应用集成环境。具有系统集成和业务集成能力，支持横向、纵向业务的集成和应用，支持基础信息的共享。③建立应用运行环境。包括能充分满足业务需求的运行环境和有效的安全防护体系，以及强大的软硬件环境和丰富的数据资源。④建立应用维护环境。建立有效的系统管理和安全管理机制，提供从系统到应用的多层次、多角度体系化的维护管理工具。

系统结构 除了计算机硬件和操作系统外，调度自动化系统支撑平台由数据层、传输层、服务层和功能层等组成，其总体架构如图所示。①数据层。基于关系数据库、实时数据库和文件的数据存储，为各种应用功能提供数据的存储和管理。②传输层。提供消息总线和服务总线功能。消息总线提供进程间（计算机间和内部）的信息传输支持；服务总线将实现数据交换所需的底层通信技术和应用处理的具体方法屏蔽开，支持应用请求信息和响应结果信息的传输。③服务层。为应用开发和集成提供一组通用的公共服务，包括数据服务、模型服务、文件服务、画面服务、告警服务、消息邮件服务、权限服务、日志服务、工作流服务等。④功能层。实现包括数据库管理、模型管理、人机界面、系统管理、权限管理、场景（Case）管理、报表管理、并行计算等功能。

构成内容 包括关系数据库、实时数据库、时间序列数据库、消息总线、服务总线、人机界面、公共服务和系统管理等。



调度自动化系统支撑平台架构

调度自动化系统支撑平台需要严格的安全防护，遵循《电力二次系统安全防护总体方案》中“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”的要求，并在其基础上实施加密认证和安全访问控制，建立纵深的安全防护机制。（见电力二次系统安全防护）

参考书目

Tanenbaum Andrew S，Wetherall David J. 计算机网络.5版. 严伟，潘爱民，译. 北京：清华大学出版社，Prentice Hall，2012.

diaodu zidonghua yunxing guanli

调度自动化运行管理（operation management of dispatching automation） 保证调度自动化系统正常运行的全部管理工作。调度自动化系统是电力系统的重要组成部分，是确保电力系统安全、优质、经济运行和电力交易市场运营的基础设施，是提高电力系统运行水平的重要技术手段。电网企业各级调度机构设置相应的调度自动化系统运行管理部门（见图），发电企业及供电（电力）单位应设置负责调度自动化系统子站设备/系统（简称子站设备）运行维护的部门及专职（责）人员。调度自动化运行管理管辖范围基本上与调度范围一致。调度自动化系统运行管理工作实行统一领导、分级管理的原则，各级自动化运行管理部门之间是业务领导关系。自动化管理部门对有调度关系的发电企业、变电站自动化系统运行维护部门实行专业技术归口管理。



电力调控分中心（国家电网公司华北分部　提供）

管理任务　保证系统安全、稳定、可靠运行，主要是：①确保调度端实时运行计算机系统（主站）的硬件、软件和各种应用功能正常、稳定、可靠地运行。②确保装设在发电厂、变电站的自动化系统子站设备正常、稳定、可靠运行。③保证子站设备实时采集的电网运行信息经通信通道可靠地传送到调度端的（主站）计算机系统，供给调度员和有关人员使用。④确保准确、无误地将主站计算机系统发送的指令经通信通道传送到发电厂、变电站的子站设备，控制和调整发电、输变电设备的运行状态。

主要职责　①负责所管辖范围内自动化系统的运行管理、专业管理和技术指导工作。②贯彻执行上级颁发的各项规程、技术标准和导则。③制定调度管辖范围内自动化系统的运行、检验的规程、规定。④参加制定、审核自动化系统的规划和设计；参加所管辖范围内新建和改（扩）建工程中自动化部分子站设备的设计审查、招评标和验收等工作。⑤监督所管辖范围内新建和改（扩）建厂站子站设备与一次设备同步投产。⑥对新设备进行安装、调试和验收。⑦负责本调度机构主站系统的建设和安全运行、维护；运行和维护所辖自动化系统/设备。⑧自动化系统运行情况的统计和分析。⑨负责自动化系统重大事故的调查、分析和制订应急预案与故障处置措施。⑩编审主站系统的技术改造、大修计划和所辖范围子站设备更新改造计划。⑪组织对所辖自动化系统运行管理专业人员的技术交流、培训与考核等工作。⑫制定与有关调度机构互送信息正确性和可靠性的实施办法等。

管理内容　包括调度自动化系统和设备的运行管理、检验管理、技术管理和数据传输通道的技术管理。

运行管理　主要是：①自动化管理部门和厂站运行维护部门制定相应的自动化系统的运行管理制度，主要包括运行值班和交接班、机房管理、设备和功能停复役管理、缺陷管理、安全管理、新设备移交运行管理等。②投入运行的自动化系统和设备明确专责维护人员，建立完善的岗位责任制。人员设置主要有：自动化运行值班人员，负责调度管辖范围内自动化系统和设备的日常运行工作；自动化运行维护人员，负责运行设备的日常巡视检查、测试和记录、故障处理、定期核对自动化信息的准确性，各类生产运行报表及自动化系统运行的统计分析；系统管理员和网络管理员，负责主站系统的系统管理和网络管理；电力系统应用软件专责管理员，负责应用软件的日常运行维护工作；自动发电控制（automatic generation control，AGC）、自动电压控制（automatic voltage control，AVC）专责管理员，负责AGC、AVC功能的调试、运行维护管理及统计分析等工作。③子站设备运行维护部门应保证设备的正常运行及信息的完整性和正确性，发现故障或接到设备故障通知后，应立即进行处理，及时报告调度自动化值班人员，并详细记录故障现象、原因及处理过程。④检修、停用自动化系统设备及变动相关信息内容和元件参数等，需经电网调度机构批准后方可进行。⑤未经电网调度机构同意，不得在子站设备及其二次回路上工作和操作。⑥对运行中的自动化系统、设备、数据网络配置、软件或数据库等作重大修改，均应经过技术论证，提出书面改进方案，经主管领导批准和相关调度机构确认后方可实施。⑦参与电网AGC、AVC调整的机组（发电厂），在新机组投产前和机组大修后，须经调度机构组织进行的系统联合测试。系统联合测试合格后，由调度机构批准方可投入运行。⑧发电企业保证参加AGC、AVC运行设备的正常投入，除紧急情况外，未经调度许可不得擅自退出运行或修

改参数。⑨建立自动化设备的台账（卡）、运行日志和设备缺陷、测试数据等记录。每月做好运行统计和分析，按时向调度机构自动化管理部门填报运行维护设备的运行月报。

检验管理　主要有：①新安装自动化系统和设备的验收检验按有关技术规定进行，自动化系统的安全防护按《电力二次系统安全防护规定》的要求进行，验收合格后方可投入运行。②根据有关规定和运行中设备的实际状况，确定全部或部分检验以及检验周期和检验内容；按照相应检验规程进行检验，满足技术指标要求。③运行设备的异常和故障处理后及经过技术改进后，需进行补充检验。每年制订年度检修计划，报上级主管部门批准。检验工作由专职人员负责，应及时整理记录，写出检验技术报告，修改有关图纸资料，与设备实际相符，并上报相关的自动化管理部门核备。

技术管理　主要有：①自动化系统和设备的技术资料、图纸资料和运行资料管理。②厂站信息参数管理，包括基础数据和电网模型。③运行指标统计分析考核管理，包括各类设备的可用率、故障率、厂站遥测/遥信采集覆盖率、遥测合格率、遥信正确动作率、AGC/AVC 功能投运率和合格率、电力系统应用软件可用率和合格率、调度生产日报表合格率等。④事故评定与安全生产管理，包括人身、设备的安全，电源及设备接地，机房环境和安全等。⑤备品备件、仪器仪表、测试设备的管理。⑥专业技术导则、规程、规定、标准的管理等。

数据传输通道的技术管理　主要有：①调度自动化系统使用的数据传输通道按照通信电路的有关规定和自动化系统运行的要求进行维护、管理、统计和故障评价。②发电厂、变电站基建竣工投运时，自动化通道应保证同步建成投运；自动化通道的传输质量和可靠性满足自动化系统的要求。③为保证实时信息的可靠传输，自动化管理部门应定期测试自动化通道的比特差错率。自动化设备专线通道发送电平应符合通信设备的规定，发送和接收电平与通信设备相符，比特差错率符合自动化设备的要求。

dongli ziyuan kaifa

动力资源开发　(power resource exploitation)　研究与电力有关的能源资源的合理开发与利用，是电力系统长期发展规划、电力系统中期发展规划的基本内容之一。能源可划分为一次能源、二次能源。一次能源是以原始状态存在于自然界，可以直接使用的能源，如原煤、原油、天然气、生物质能、水能、核燃料及太阳能、风能、地热能、潮汐能等；二次能源是一次能源经过加工，转换为另一种形态的能源，如电力、焦炭、煤气、蒸汽、热水等。一次能源根据其能否循环使用和不断得到补充，分为常规能源和可再生能源。常规能源包括原煤、原油、天然气、核燃料等；可再生能源包括水能、生物质能、太阳能、风能、地热能、潮汐能等。动力资源是发电所需的一次能源。动力资源开发的主要内容包括：①动力资源状况的调查分析；②一次能源的调查分析；③动力资源开发的研究；④开发动力资源需要考虑的重要因素等。

动力资源状况调查分析　电力工业是将一次能源转换成电能（二次能源）供广大用户使用的事业。电力企业发电主要的一次能源是煤炭（见图1）和水力。20 世纪 50 年代，开始出现了核电，以铀的裂变能作为动力资源，通过反应堆，产生蒸汽，推动汽轮发电机。60 年代，电力工业日益发展，电力系统规模越来越大，便于开发的水力资源在一些发达国家如日本、美国、英国、法国等国已开发殆尽，水电的比重逐渐减小，同时，中东石油产量大大增加，价格便宜，因而世界各国大力发展燃油发电。1973 年石油危机出现，油价猛涨。世界各国经济发展速度大大降低，各国电力工业也力求减少对进口石油的依赖。有资源的国家如英国、美国，自己增产石油的同时，仍继续建设燃煤电厂。缺乏资源的国家，则力求能源多样化。如法国大量建设核电厂，以核能代替石油；日本大量建设液化天然气电厂，以天然气代替石油，并且从多国进口石油。20 世纪末以来，全球面临温室气体排放效应影响，迫使世界各国积极实施“以低碳技术”为核心的能源变革。



图1　内蒙古黄玉川煤矿（煤炭储量 15.07 亿 t，年生产能力 1000 万 t，是中国第一座千万吨级竖井煤矿）

一次能源调查分析　发电能源在一次能源消费中所占比重很大，并随着经济发展而呈增加趋势。1990 年世界发电用能占一次能源的比重为 34%，2009 年则达到 37.7%，增加了 3.7 个百分点。因此在动力资源开发中必然要研究全国的或全地区的一次能源平衡情况，要遵照国家的一次能源开发政策。

研究一次能源平衡，首先应根据国家能源政策对所研究区域内各种一次能源进行调查，调查本地区一次能源应用及开发现状，分析本地区煤炭、油、气、核燃料资源储量、分布、生产能力及开发规划，分析本地区江河、湖泊、地下水等资源分布、蕴藏量、开发前景及主要经济指标，分析风能、太阳能、地热能、海洋能资源及利用前景，在此基础上分析能源供应能力，研究一次能源是否能够平衡。若本地区能源资源不足，则应考虑区外送入方式。若本国能源资源缺乏，则需考虑国外能源市场供应条件及价格。如果地区动力资源有几种可能的供应方案，则应进行分析比较，从中优选，以达到既满足能源需求又合理使用动力资源的目的。

在电力系统中、长期发展规划中准确地预测一次能源需要量是困难的，因此，往往制订高、中、低几个不同方案，大致明确需要量的范围。常用预测方法有能源消费弹性系数法和部门分析法两种。

(1) 能源消费弹性系数法。能源消费弹性系数是能源消费量年增长率与国民经济年增长率之比。可先根据历史统计

资料，分析其变化规律，再计及未来科技进步，经济结构、产业结构、居民消费水平的变化，节能等因素，参考其他国家的经验，预测出规划期内能源消费弹性系数，依此得出能源需求量。

（2）部门分析法。对社会各部门终端能源消费单耗（单位产品、单位产值、单位人口用能等）的历史资料进行统计分析，得出能耗变化率，再根据技术、经济、政策、人口等的变化因素，并参考国外的经验，来选定部门的能源消费单耗。以所选取的能源单耗乘以各部门未来的产值、产量及地区人口数，得出能源需求量。

由于影响能源需求量的因素是多种多样的，一般情况下测算结果与后来的实际情况会有较大出入，因此应该用多种方法进行测算，并进行较全面的分析，以求得较合理的需求水平。

动力资源开发研究　发电采用何种一次能源要根据发电的需要来进行研究，总的要求是力求降低电力成本并应保证电力供应稳定可靠。

（1）水力资源的开发。需要综合考虑防洪、供水、航运、发电的要求，需要考虑全流域的合理的梯级开发。一般具有多年调节水库的水电厂（见图2）对电力系统运行最为有利，可以起到调峰、调频、事故备用的作用，但淹没土地多，移民困难大。径流式水电厂只能带基本负荷。水电厂在枯水期发电出力将要减低，为此，在电力系统装机容量上需有一定的重复容量。根据2005年全国水能资源复查的结果，中国水电经济可开发装机容量为400GW，技术可开发容量为540GW。大量的资源集中在西南峡谷区，沿海资源已大部分开发，由于季风影响，中国的水电厂一般在枯水期最低时只能发出1/3～1/4的出力。（见《水力发电卷》河流梯级开发）



图2　三峡水电站（总装机34台、2250万kW，是世界最大规模的水电站。工程于1994年12月正式开工，2003年开始蓄水发电，2009年全部完工）

（2）燃油发电。优点是不需磨煤、除灰设备、炉膛容积小，便于带低负荷，而且厂区占地较少，建设工期较短，因而在20世纪60年代曾经广泛采用燃油发电，起初烧重油，以后也普遍烧原油。1973年石油危机之后，油价猛涨，大都不再大规模发展燃油发电。中国目前已探明的石油储量不多，已经确定不再建设燃油电厂，原来部分烧油的电厂也陆续改为烧煤。

（3）天然气发电。除炉膛较大外，具有与烧油同样的优点，并且最为干净。但天然气不能大量贮存，大量输送需要建设长距离的管道，或进行液化后运送，费用很高。

（4）燃煤发电。全世界煤炭资源较多，燃煤发电从资源供应方面没有问题，但开采和运输都比较困难；电厂燃煤要有磨煤及除灰设备，锅炉燃烧在低负荷运行时容易灭火，燃烧后的灰尘、硫分及氮氧化物对空气污染较大，需要有高效率除尘设备；对含硫高的煤尚需增添脱硫设备，将使电厂基建造价增加。煤炭的种类较多，优质炼焦煤应供冶金使用，电厂使用动力用煤。褐煤采出后露天存放时日较长，发热量将降低，因而专供发电用。过去发电用煤常常采用低质煤，发热量低，灰分大，对锅炉磨损严重，对于现代化的高温高压（亚临界和超临界的）大容量锅炉十分不宜。因此，现在各国电厂用煤一般都对原煤经过洗选，减少灰分，提高发热量。中国政府于1998年对火电厂提出了环保控制要求，规定除以热定电的热电厂外，禁止在大中城市城区和近郊区新建燃煤电厂；新建、改造燃煤SO_2排放量大于100mg/m^{3}的电厂，要建设脱硫设施。中国煤炭资源总量丰富，除台湾地区外，垂深2000m以浅的煤炭资源总量为5.6万亿t，垂深1000m以浅的煤炭资源总量为2.9万亿t。煤炭是中国主要的动力资源，中国的火力发电厂主要依靠燃煤发电。

（5）核能发电。建厂初投资大，建设时间长，但是核电厂（见图3）燃料运输量小，运行费用低，无烟尘污染。一般来说，核电厂都采取了严格的安全措施，可以防止核污染，但由于国外几个核电厂的事故，在各国群众中形成了恐惧心理，居民往往强烈反对在当地建设核电厂，造成选择厂址的困难。核燃料的供应在国际市场上仍是供过于求。中国已经探明的核资源不多，在将来大量兴建核电厂之后，可能需要进口核燃料。



图3　秦山核电厂（位于浙江省海盐县，是中国首个自行设计、建造和运营管理的首座300MW压力堆核电站。电站于1984年开工，一期工程1991年建成投运；二期工程两台机组分别于2002年4月、2004年5月投入运行；三期工程于2003年建成）（中国核工业集团公司　提供）

（6）可再生能源和新能源发电。由于受石油价格上涨和化石能源消耗过多，全球气候变化的影响，使得可再生能源和新能源的开发利用日益受到国际社会的重视，为此，许多国家提出了明确的发展目标，制定了支持可再生能源发展的法规和政策。可再生能源和新能源包括水能、风能、太阳能、生物质能、海洋能和地热能等，除水能外，当前最受重视的是风能和太阳能。

风力发电（见图4）与常规燃煤、燃油发电方式相比，几乎不消耗矿物质资源和水资源（润滑油除外），可减排CO_2、SO_2、NO_2及烟尘等污染物，发电环境友好。中国风能资源较丰富，全国陆上70m高度的风能资源技术开发量约2570GW；近海100m高度5～25m水深范围内风能资源

技术开发量约 190GW、25～50m 水深范围内约 320GW，“三北”（东北、华北、西北）及沿海地区风能资源较为丰富，内陆地区风能资源分布也很广泛，可满足风电大规模发展需要。



图 4 江苏如东 30MW 潮间带试验风电场（中国首个海上潮间带风电场，工程于 2009 年 6 月开工，2011 年 4 月投运）（中国国电集团公司 提供）

太阳能发电分为热发电（见图 5）和光伏发电。太阳能光伏发电分为独立光伏发电与并网光伏发电。（见《新能源发电卷》太阳能光发电）



图 5 太阳能热发电集热场

开发动力资源需要考虑的重要因素 在研究动力资源的合理开发利用时，有四个重要因素必须考虑，即运输问题、环境保护问题、节能问题和风电消纳问题。

（1）运输问题。发电所需的动力资源量很大，大数量的动力资源长距离输送费用很高。在中国，煤、电、运问题一直是个突出的问题，因为中国沿海各省和东北、华中各省普遍都要依靠山西—陕西—蒙西—宁夏以及新疆等能源基地供煤，故可直接在能源基地建设大型坑口电厂，并以高压输电线外送电力，但受到基地缺水的限制。还可以铁路输出煤炭至负荷地区的电厂，或者由铁路转水运（海运）至负荷地区的电厂。应根据本地区铁路运输、航运能力及港口码头吞吐能力现状和发展规划，分析提出与资源配套和可用于发电燃料输送的相应运力要求；涉及跨地区燃料输送的，应分析燃料输出或输入地区的铁路、航运、港口等交通运输条件，必要时对输煤、输电进行经济分析。

输煤、输电都是重要的能源运输方式，两者各具特点，相辅相成，互为补充。输煤起运成本高，通道建设难度大，运输能损小，随着输送距离越长，单位运距成本越低，适合远距离、大规模输送能源。输电相对灵活，通道建设相对较容易，但损耗大，随着输电距离的增长，通道输电能力逐步下降，输电成本会上升，适合中短距离、小规模的能源输送。在对输煤、输电分析中，煤发热量大小也是重要约束条件之一，发热量高的煤适合输煤，发热量低的煤适合输电。

（2）环境保护问题。各国对于电厂的环境保护问题都有严格的要求，由于要减少温室效应的影响，对火电厂排放的烟气不仅要进行防尘、脱硫、减少氮氧化物，还希望大量减少二氧化碳的排放量。中国的火电厂大部分是燃煤电厂，煤质较差并且有相当数量的高硫煤，环境保护问题将越来越突出，需要增建大量的洗选煤设备，需要在电厂建设高除尘效率的除尘设备和脱硫设备，并应推广采用流化床或增压流化床锅炉，抓紧研究采用其他先进的洁净煤技术。

（3）节能问题。各国都普遍在推动节能工作，采用天然气作燃料的燃气-蒸汽联合循环电厂已经建成，热效率可达 50%左右（最新机组可达 55%），最大容量的燃气-蒸汽联合循环电厂已达 2GW。采用煤炭净化然后制成燃气的燃气-蒸汽联合循环电厂尚在研制和进行工业示范中。另一个节能显著的措施是热电联产，特别是采用背压机组供热的机组效率较高，国际上采用燃油的热电联产电厂较多，中国过去曾经大量建设中型容量的燃煤的热电厂，今后也还应继续在城市中兴建供热电厂。

（4）风电消纳问题。风电具有间歇性、随机性，会给电网带来电压波动和闪变。为适应风电的间歇性和随机性，需要电网为其随时提供备用容量，以平衡风电出力的变化。随着风力电源在电网中比例的逐步增大，对电网安全稳定运行的影响逐步增大，因而要求开展风电场风速预测、预报工作等。为抑制风电引起的电压波动和闪变，需要风电场无功就地平衡，需要装设动态的无功补偿。由于风电机组多采用双馈异步电机或直驱永磁同步电机（经过变频器并网），这些机组可能给电网带来谐波、无功电压调节困难和某些机组不具备低电压穿越能力的运行特性。在中国，由于风能资源分布的特点及社会经济发展的格局，大规模风电必须通过大规模远距离输送异地消纳等，这就决定了大型风电场接入电网后，会对电网的潮流、电压波动、谐波、电网频率、功角和电压稳定性等均带来一定的不利影响。因此要研究新的无功调度及电压控制策略等。随着电力电子元件的性价比不断提高，采用同步电机，双馈电机等新型发电机后，风电场可以像常规机组一样，承担电压及无功控制的任务，从而提出许多新的富有挑战性的研究课题等。

参考书目

刘振亚．中国电力与能源．北京：中国电力出版社，2012.

dongtai dengzhi

动态等值 （dynamic equivalent） 对一个动态电力系统或其一部分进行简化或降阶的处理。经动态等值简化处理的电力系统，对于所研究的物理问题，应保持主要动态特性基本不变。动态等值简化后的新系统称为原系统的等值系统。

现代电力系统规模的不断扩大和互联程度的日益提高给系统稳定分析带来很大的困难，表现在系统模型选择和数据收集、计算机分析的机时和内存要求、大系统分析时数值方法的局限性、计算结果的分析与综合，以及在线稳定分析的

快速性要求等方面。对系统进行动态等值，并以对简化的等值系统的分析来代替对原来复杂系统的分析，不仅可以在保证系统主要动态性能基本不变的前提下，节省大量人力、物力，克服上述一系列困难，还可以突出主要矛盾，以研究系统的主要特征和根本问题。因此，动态等值对于电力系统稳定分析有重要意义。

动态等值时，一般可将系统划分为研究系统、外部系统、剩余系统三部分。

（1）研究系统，即被研究的区域。它在等值过程中保持不变。

（2）外部系统，即与研究区域毗邻并相互有一定影响的区域。由于对外部系统的细节并不感兴趣，而只侧重于它对研究系统的影响，应在不影响研究系统主要动态特性的前提下予以简化，是动态等值的主要对象。

（3）剩余系统，即与研究区域相距很远，影响极小，可做高度简化的区域。一般以一台（或几台）等值机（或等值负荷）表示。

动态等值可按原理分为三类：①基于发电机转子同摆的同调等值；②基于线性化系统模型和特征值分析的模态等值；③基于在线量测和参数估计方法，主要用于在线动态分析的估计等值，又称在线等值。

同调等值　主要用于离线暂态稳定分析。要求等值前后研究系统在大扰动下有接近的转子摇摆曲线，同时要求等值系统中的元件应为实际系统元件，以便可直接用暂态稳定程序分析。

同调等值过程可分为6个步骤：①将待等值系统划分为研究系统及外部系统。②进行简化模型时域仿真，获得系统中各发电机转子摇摆曲线。③同调发电组判别。若在计算时间内 $\{t\in[0,T](s)\}$，任意两台发电机（i，j）的相对转子角增量 $\Delta\delta_{ij}$ 在任一时刻都不大于一个给定的偏差 ε（$\varepsilon>0$），则称该两台机（i，j）为同调（coherent）。通常取 $\varepsilon=5°\sim10°$（电角度），$T=1\sim3$s。显然，正确判别同调机组是同调等值的关键。④同调发电机母线合并。先把同调发电机（coherent generator）的端母线各经一理想的复数变比变压器接到一个公共等值母线上，该等值母线稳态电压可取为各同调发电机稳态端电压的平均值，复数变比的取值应保证同调发电机母线间无环流。然后把各同调发电机母线上的负荷、对地支路和发电量都移到等值母线上，并分类叠加为等值母线的负荷、对地支路和发电量。最后消去原发电机端母线。合并过程中应保证系统保留部分稳态潮流分布不变。⑤非线性网络化简，即对非线性网络做静态等值，主要是做非线性负荷的移置和网络节点消去，可采用各种静态网络等值的方法。⑥同调发电机动态聚合。将同调发电机合并为一台或几台等值机，用最优化方法求取等值机参数。聚合中假定同调机有相同的角速度。线性与非线性部分可分别聚合。整个发电机分为五部分，即电机转子运动部分、原动机和调速器部分、发电机电磁回路部分、励磁系统部分以及电力系统稳定器PSS部分。对五部分依次分别聚合，并要求动态聚合前后无静态偏差，且动态行为一致。每一部分的动态聚合可分为三步，即先确定等值机的传递函数 $G^*(s)$；再由物理概念确定待合并的各单机相应传递函数的集合函数 $G_\Sigma(s)$，其一般为各单机传递函数的代数和或加权和；最后用最优化方法求取等值机传递函数 $G^*(s)$ 的参数，使

$$\sum_i \frac{|G_\Sigma(j\omega_i)-G^*(j\omega_i)|^2}{|G_\Sigma(j\omega_i)|^2}\to\min$$

亦即进行频域响应特性的拟合，使之偏差最小。ω_i 为扫频值，通常取值在0～10Hz。

模态等值　主要用于离线小干扰稳定分析，要求等值前后研究系统在小扰动下主要动态特性（主特征根及相应的主特征向量）基本一致。由于等值系统由线性化状态方程描述，而非实际系统元件，因此模态等值用于暂态稳定分析时，计算机软件要做相应修改。

模态等值可分为四步。设系统已分为研究系统和外部系统，并拟对外部系统作模态等值，则

（1）列出外部系统的非线性微分方程为

$$\dot{\boldsymbol{X}}=\boldsymbol{F}(\boldsymbol{X},\boldsymbol{U}_t) \tag{1}$$

式中 $\boldsymbol{X}$ 是外部系统状态向量；$\boldsymbol{U}_t$ 为研究系统和外部系统交界处的母线电压向量。

（2）设研究系统扰动对外部系统的影响很小，因而可将上式线性化，则外部系统的完整数学模型为

$$\left.\begin{aligned}\Delta\dot{\boldsymbol{X}}&=\boldsymbol{A}\Delta\boldsymbol{X}+\boldsymbol{B}\Delta\boldsymbol{U}_t\\ \Delta\boldsymbol{I}_t&=\boldsymbol{C}\Delta\boldsymbol{X}+\boldsymbol{D}\Delta\boldsymbol{U}_t\end{aligned}\right\} \tag{2}$$

式中 $\Delta\boldsymbol{I}_t$ 为 $\Delta\boldsymbol{U}_t$ 相应母线上由研究系统向外部系统的注入电流增量；$\boldsymbol{A}$、$\boldsymbol{B}$、$\boldsymbol{C}$、$\boldsymbol{D}$ 是外部系统系数矩阵。若 $\Delta\boldsymbol{I}_t$ 已知，则外部系统可求解。

（3）对式（2）中矩阵 $\boldsymbol{A}$ 求特征根和特征向量，用特征向量矩阵 $\boldsymbol{U}$ 对 $\boldsymbol{A}$ 进行变换，使之对角化，从而有

$$\dot{\boldsymbol{Z}}=\boldsymbol{\Lambda Z}+\boldsymbol{E}\Delta\boldsymbol{U}_t \tag{3}$$

式中 $\boldsymbol{Z}$ 是新状态变量，$\boldsymbol{Z}\overset{\Delta}{=}\boldsymbol{U}^{-1}\Delta\boldsymbol{X}$；$\boldsymbol{\Lambda}$ 为系统特征根对角阵，$\boldsymbol{\Lambda}=\boldsymbol{U}^{-1}\boldsymbol{AU}$；$\boldsymbol{E}=\boldsymbol{U}^{-1}\boldsymbol{B}$ 为 $\Delta\boldsymbol{U}_t$ 的新系数阵。

（4）消去式（3）中与快速衰减和高频的特征根相对应的 $\boldsymbol{Z}$ 中元素，只保留主特征值，形成低阶的外部系统，即为所求的等值外部系统模型。

奇异摄动法和选择模式分析法也是基于线性化系统模型和系统特征值特点进行降阶后得到低阶等值系统的，也可以认为其属于模态等值范畴。

估计等值　将系统分为研究系统和外部系统，用研究系统中的量测量对外部系统进行动态等值。实质上是先确定外部系统的等值模型，再用研究系统中的量测量对之进行参数估计。主要用于在线动态分析，故又称在线等值，要求方法快速、正确、可靠。

估计等值可按系统扰动的特点分为两类：一是施加人为扰动或利用系统正常操作造成确定性的动态过程，通过记录的动态量来估计等值外部系统的参数；二是施加或利用随机扰动，用随机信息处理和相关分析技术，进行等值外部系统的参数优化估计。在线等值最终应使研究系统的实测量和采用等值系统和估计参数的仿真计算量间残差最小。施加确定性扰动相应的等值过程速度较快、精度较好，对系统运行不利；施加随机扰动相应的等值过程数学处理较复杂，计算量大，一般对系统运行干扰较小。

以施加确定性扰动为例，相应等值过程可分为以下三步。

（1）建立等值外部系统的线性化数学模型为

$$\left.\begin{aligned}\dot{\tilde{X}}(\alpha) &= \tilde{A}(\alpha)\tilde{X}(\alpha) + \tilde{B}u \\ \tilde{Y} &= \tilde{H}(\alpha)\tilde{X}(\alpha)\end{aligned}\right\} \tag{4}$$

式中“～”表示等值的外部系统中物理量；$\tilde{X}$ 为状态量；$\tilde{Y}$ 为输出量；u 为控制量；$\tilde{A}$、$\tilde{B}$ 为外部系统系数矩阵；$\tilde{H}$ 为输出矩阵；α 为待估计参数。

（2）等值系统参数 α 优化的目标函数 J 取作

$$J = \int_{t_0}^{t_n} [Y(t) - \tilde{Y}(t,\alpha)]^{T} R [Y(t) - \tilde{Y}(t,\alpha)] dt \tag{5}$$

式中 $Y(t)$ 为实测量；$\tilde{Y}$ 为根据等值模型计算的相应量；R 为权矩阵。

（3）优化等值系统参数 α，使目标函数 $J \to \min$。

采用随机性扰动在线等值时，要采用随机信号处理技术消除量测噪声及提取有效信息，以保证精度。

在线等值要求外部等值系统模型选择恰当，从而使实际系统量测值和等值系统仿真计算值的偏差能通过等值系统参数优化而达到极小值，且对于等值系统参数的任何初始估计值，其最终所得的优化参数值必须是唯一的。各种在线等值方法尚在研究和试验阶段，正在不断完善与发展之中。

参考书目

Germond A J, etal. Steady-State and Dynamic External Equivalents State of the Art Report. CIGRE Report, WG38.02. Task Force 01, 1987.

倪以信，陈寿孙，张宝霖．动态电力系统的理论和分析．北京：清华大学出版社，2002.

duli xitong diaodu jigou

独立系统调度机构

（independent system operator, ISO）　在经济和管理上独立于发电企业和电网企业的电力系统调度机构。独立系统调度机构是一个独立的非盈利机构，不受任何市场参与者的控制和影响。它调度运行日前市场、实时平衡市场、辅助服务市场等类型的电力交易市场。独立系统调度机构的职责是根据负荷来调整发电计划以保证输电系统稳定。一般来说，是通过实时控制发电厂来满足负荷要求。系统调度员根据负荷的变化调度机组起动或关闭。他们根据机组起动所需要的时间提前为发电厂作计划。在某些系统中，独立系统调度机构可以直接控制一些大的工业用户。独立系统调度机构的工作是保持足够的电厂做备用，随时准备运行，以及在必要时要求电厂提供辅助服务。

独立系统调度机构的主要职责是在电力实时调度之前从经济上匹配电力供应和需求的报价。它也管理市场运行，包括获得报价、确定预调度、指挥调度以及处理市场中的经济结算。

独立系统调度机构的另一项任务是运行实时管理系统，并保证没有输电线超负荷运行，并且还要实时调度机组以保证没有输电阻塞。独立系统调度机构可以建议增加输电线容量或者提出输电线维护需求，但它没有职责去履行这些职能。

独立系统调度机构还必须与附近其他系统的调度机构合作。尽管在一个调度机构之下可能还有几个子区域调度机构来负责本地调度，但系统调度机构和子区域调度机构负责不同的调度责任，通常每个系统只有一个系统调度机构。系统内的电力公司之间可以以调度为目标重新组合他们的系统，并将几个公司组成一个电力联营，最终由一个独立系统调度机构来调度。

duanjuli wuxian tongxin

短距离无线通信

（short distance wireless communication）　作用距离在毫米级到百米级，局部范围内，非有线连接的通信技术。短距离无线通信拓宽了通信网络的应用环境，涵盖了无线个人域网（wireless personal area networks, WPAN）和无线局域网（wireless local area networks, WLAN）的通信范围。WPAN 的通信距离可达 10m 左右，WLAN 的通信距离可达 100m 左右。使用较广泛的短距无线自组网技术有蓝牙、Wi-Fi、红外数据传输、ZigBee、超宽频、短距通信、无线传感器网络。

蓝牙（bluetooth）　蓝牙是由爱立信公司于 1994 年首先提出的一种工作在 2.4GHz 频段的短距离无线通信技术规范，用来替代有线连接。信道带宽为 1MHz，通信距离一般小于 10m，使用高增益天线可以扩展到 100m。蓝牙技术通常被应用于无线设备、图像处理、智能卡、身份识别等产品，以及娱乐消费、家用电器、医疗健身和建筑等领域。

Wi-Fi　Wi-Fi 是 IEEE 定义的一个无线网络通信的工业标准。于 1997 年提出，目的是提供无线局域网的接入。主要用于解决家庭、办公室、公共场所无线局域网和校园网中用户与用户终端的无线接入。Wi-Fi 无线电波的覆盖范围 100m 左右，传输速度 11Mbit/s。

红外数据传输（IrDA）　IrDA 是一种利用红外进行点对点通信的技术。支持它的软硬件技术都很成熟，在小型移动设备（如 PDA、手机、笔记本电脑）上已经被广泛使用。它具有移动通信所需的体积小、功耗低、连接方便、简单易用、成本低的特点。由于 IrDA 只能同时在 2 台设备之间连接，并且存在视距角度等问题，因此一般不会应用于工业网络上。

ZigBee　ZigBee 技术是一种短距离、低速率无线通信技术，它具有低功耗、低成本、易应用的特点，主要工作在 2.4GHz 频段，采用扩频技术。ZigBee 可应用于工业监控、传感器网络、家庭监控、安全系统等领域。

超宽频（ultra wide band, UWB）　UWB 是一种无线载波通信技术，它不采用正弦载波，而是利用纳秒级的非正弦波窄脉冲传输数据，因此其所占的频谱范围很宽。UWB 可在非常宽的带宽上传输信号，美国 FCC 对 UWB 的规定为：在 3.1～10.6GHz 频段中占用 500MHz 以上的带宽。UWB 在非常宽的频谱范围内采用低功率脉冲传送数据而不会对常规窄带无线通信系统造成大的干扰，并可充分利用频谱资源。

短距通信（near field communication, NFC）　NFC 是一种类似于非接触式射频识别的短距离无线通信技术标准，允许电子设备之间通过非接触式进行点对点数据传输。由 RFID 演变而来和 RFID 不同，NFC 采用了双向的识别和连接，在 20cm 距离内工作于 13.56MHz 频率范围。能快速自动地建立无线网络，为蜂窝设备、蓝牙设备、Wi-Fi 设备提供一个“虚拟连接”，使电子设备可以在短距离范围进行通信。NFC 最初仅仅是遥控识别和网络技术的合并，现已发

展成无线连接技术。目前近场通信已通过成为 ISO/IEC IS 18092 国际标准、EMCA-340 标准与 ETSI TS 102 190 标准。

无线传感器网络（wireless sensor networks，WSN） 无线传感器网络是大量的静止或移动的传感器以自组织和多跳的方式构成的无线网络，其目的是协作地感知、采集、处理和传输网络覆盖地理区域内感知对象的监测信息，并报告给用户。传感器、感知对象和观察者构成了无线传感器网络的三个要素。

各种短距离无线通信技术对比见表。

短距离无线通信技术对比表

名称	蓝牙	Wi-Fi	ZigBee	超宽带	NFC	IrDA
传输速度	1Mbit/s	11～54Mbit/s	100kbit/s	53～480Mbit/s	424kbit/s	4～16Mbit/s
通信距离	20～200m	20～200m	2～20m	0.2～40m	20m	1至几十米
频段	2.4GHz	2.4GHz	2.4GHz	3.1～10.6GHz	13.56GHz	红外线
安全性	高	低	中等	高	极高	高
国际标准	IEEE802.15.1x	IEEE 802.11b IEEE 802.11g	IEEE 802.15.4	标准尚未制定	ISO/IEC 18092 ISO/IEC 21481	IrPHY IrLAP IrLMP
功耗	20mA	10～50mA	5mA	10～50mA	10mA	几毫安至几十毫安
主要应用	手机、PC、汽车、多媒体、工业、医疗、教育等	无线上网、手机、PC、PDA等	无线传感器、医疗等	PC及外围设备、移动电子设备等	手机、近场通信技术	扫描仪、数码相机通信

参考书目

孙弋．短距离无线通信及组网技术．西安：西安电子科技大学出版社，2008.

duanlu dianliu jisuan

短路电流计算

（short circuit calculation） 电力系统中发生短路故障时，故障电流、电压及其分布的计算。短路是电力系统中的一种故障形态，是处在运行中的线路或电气设备相与相之间或相与地之间发生的直接或经过外部阻抗的非正常连接。短路故障发生时，回路中将流过比正常方式负荷电流大得多的短路电流，可能对电力系统造成严重危害。短路电流计算的目的是确定短路故障电流、电压的大小和系统中正序、负序及零序电流的分布，用以选择电气设备参数，整定继电保护，研究限制短路电流的措施等。

同步电机是供给电力系统短路电流的重要元件。理论分析表明，短路电流中含有三种分量：①基波分量，又称工频周期分量；②直流分量，又称非周期分量；③其他频率的周期分量（见图1）。

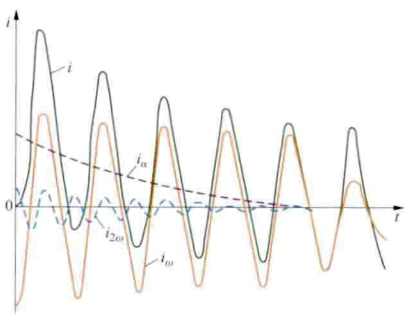


图1 同步电机定子短路电流变化曲线
i—定子电流；i_ω—工频周期分量；i_a—非周期分量；$i_{2\omega}$—其他频率分量

短路电流的三种分量及其变化与同步电机及网络参数、励磁系统、调节器、短路地点及故障形态、各机之间相互作用等因素有关。利用精确数学模型编制的应用程序，可计算上述全部分量及其变化。通常短路电流计算是指短路发生后瞬间$t=0^+$工频周期分量的计算。

短路电流计算方法 通常短路电流计算有以下假定：①负荷电流比短路电流小得多，可忽略不计；②各台同步发电机均以次暂态电抗X''_d和次暂态电动势E''表示，且假定各机$E''=1+j0$标幺值；③忽略线路对地电容和线路电阻，假定线路换位均匀、参数是对称的；④不计变压器的励磁回路和非标准变比。

短路电流计算以对称分量法为基础，将三相网络和元件参数转化为零、正、负（简写为012）三序网络参数。正序网中，同步发电机用次暂态电抗X''_d表示，变压器用漏电抗X_T表示，输电线路用正序电抗$X_{(1)}$表示；负序网中，同步发电机用负序电抗$X_{(2)}$表示，变压器用漏电抗X_T表示，输电线路用负序电抗$X_{(2)}$（$X_{(2)}=X_{(1)}$）表示；零序网中，变压器的零序电抗需根据变压器的结构及一、二次绕组的接线方式确定，输电线路的零序电抗根据输电线的结构、地线型号、地线数、接地方式等决定，多回平行输电线路应计入零序互感的影响。序网络中电压、电流的关系，可用节点阻抗矩阵表示，也可用节点导纳矩阵表示。为了与潮流计算和暂态稳定计算相一致，大多采用节点导纳矩阵。短路电流计算广泛应用叠加原理，即短路时的电量值是正常方式和故障方式分别作用于电力网后的叠加值。目前，短路电流多用计算机计算，短路电流计算程序可以是独立的程序，也可以是暂态稳定计算程序的一个组成部分。

短路电流计算内容 短路电流计算主要包括工频周期分量短路电流计算、短路容量计算、短路电流的非周期分量计算、冲击电流与冲击系数计算等。

工频周期分量短路电流计算 在有n个节点的电力网中，接入m台同步发电机（$m<n$），发生短路故障，数学模型用式（1）表示

$$\left.\begin{aligned}\boldsymbol{Y}_{(1)}\boldsymbol{U}_{(1)}&=\boldsymbol{I}'_{(1)}+\boldsymbol{I}_{k(1)}\\\boldsymbol{Y}_{(2)}\boldsymbol{U}_{(2)}&=\boldsymbol{0}+\boldsymbol{I}_{k(2)}\\\boldsymbol{Y}_{(0)}\boldsymbol{U}_{(0)}&=\boldsymbol{0}+\boldsymbol{I}_{k(0)}\end{aligned}\right\}\qquad(1)$$

将式（1）两边左乘$\boldsymbol{Y}$阵的逆矩阵（即$\boldsymbol{Y}^{-1}=\boldsymbol{Z}$），可得式（2）

$$\left.\begin{aligned}\boldsymbol{U}_{(1)}&=\boldsymbol{U}_{z(1)}+\boldsymbol{Z}_{(1)}\boldsymbol{I}_{k(1)}\\\boldsymbol{U}_{(2)}&=\boldsymbol{0}+\boldsymbol{Z}_{(2)}\boldsymbol{I}_{k(2)}\\\boldsymbol{U}_{(0)}&=\boldsymbol{0}+\boldsymbol{Z}_{(0)}\boldsymbol{I}_{k(0)}\end{aligned}\right\}\qquad(2)$$

式（1）及式（2）中，$\boldsymbol{Y}_{(1)}$、$\boldsymbol{Y}_{(2)}$、$\boldsymbol{Y}_{(0)}$为已知正、负、零各序网导纳矩阵；$\boldsymbol{Z}_{(1)}$、$\boldsymbol{Z}_{(2)}$、$\boldsymbol{Z}_{(0)}$为已知正、负、零各序网阻抗矩阵；$\boldsymbol{U}_{(1)}$、$\boldsymbol{U}_{(2)}$、$\boldsymbol{U}_{(0)}$为待求各序网节点电压n阶列向量；$\boldsymbol{I}_{k(1)}$、$\boldsymbol{I}_{k(2)}$、$\boldsymbol{I}_{k(0)}$为待求故障点各序短路电流n阶列向量；$\boldsymbol{I}'$为已知正序网注入电流源；$\boldsymbol{U}_{z(1)}$为已知正序网故障口开路时各节点电压。由式（2）可得各序网故障节点i的电压值为

$$\left.\begin{aligned}\underline{U}_{ki(1)} &= \underline{U}_{zi(1)} + Z_{ii(1)}\underline{I}_{ki(1)} \\ \underline{U}_{ki(2)} &= 0 + Z_{ii(2)}\underline{I}_{ki(2)} \\ \underline{U}_{ki(0)} &= 0 + Z_{ii(0)}\underline{I}_{ki(0)}\end{aligned}\right\} \quad (3)$$

式（3）中 $\underline{U}_{ki(1)}$、$\underline{U}_{ki(2)}$、$\underline{U}_{ki(0)}$ 及 $\underline{I}_{ki(1)}$、$\underline{I}_{ki(2)}$、$\underline{I}_{ki(0)}$ 均为待求量。3个方程，6个待求量，因此，需补充3个边界条件方程与式（3）联立方能求解。故障点 i 的边界条件方程与故障类型有关。三相交流系统发生短路故障的基本类型有三相短路、两相短路、两相对地短路和单相对地短路等4种（见图2）。

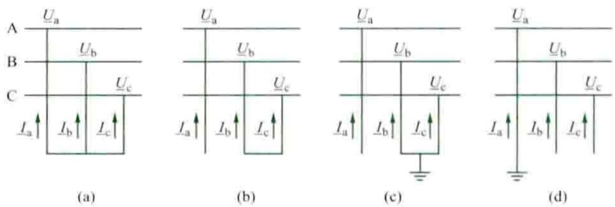


图2　短路故障的基本类型

(a) 三相短路；(b) 两相短路；(c) 两相对地短路；(d) 单相短路

由图2并根据对称分量法原理导出4种基本短路故障的边界条件方程见表。

4种基本短路故障短路电流值

故障类型	正序电流	负序电流	零序电流	边界条件方程	备注
三相短路	$\underline{I}_{ki(1)} = \frac{-\underline{U}_{zi(1)}}{Z_{ii(1)}}$	$\underline{I}_{ki(2)} = 0$	$\underline{I}_{ki(0)} = 0$	$\underline{I}_{ki(2)} = \underline{I}_{ki(0)} = 0$ $\underline{U}_{ki(1)} = 0$	负序网和零序网无作用
两相短路	$\underline{I}_{ki(1)} = \frac{-\underline{U}_{zi(1)}}{Z_{ii(1)} + Z_{ii(2)}}$	$\underline{I}_{ki(2)} = -\underline{I}_{ki(1)}$	$\underline{I}_{ki(0)} = 0$	$\underline{I}_{ki(1)} + \underline{I}_{ki(2)} = 0$ $\underline{I}_{ki(0)} = 0$ $\underline{U}_{ki(1)} = \underline{U}_{ki(2)}$	零序网无作用
两相接地短路	$\underline{I}_{ki(1)} = \frac{-\underline{U}_{zi(1)}}{Z_{ii(1)} + \Sigma Z_{ii}}$ $\Sigma Z_{ii} = \frac{Z_{ii(2)} Z_{ii(0)}}{Z_{ii(2)} + Z_{ii(0)}}$	$\underline{I}_{ki(2)} =$ $-\underline{I}_{ki(1)} \frac{\Sigma Z_{ii}}{Z_{ii(2)}}$	$\underline{I}_{ki(0)} =$ $-\underline{I}_{ki(1)} \frac{\Sigma Z_{ii}}{Z_{ii(0)}}$	$\underline{I}_{ki(1)} + \underline{I}_{ki(2)}$ $+ \underline{I}_{ki(0)} = 0$ $\underline{U}_{ki(1)} = \underline{U}_{ki(2)}$ $= \underline{U}_{ki(0)}$	
单相接地短路	$\underline{I}_{ki(1)} =$ $\frac{-\underline{U}_{zi(1)}}{Z_{ii(1)} + Z_{ii(2)} + Z_{ii(0)}}$	$\underline{I}_{ki(2)} = -\underline{I}_{ki(1)}$	$\underline{I}_{ki(0)} = \underline{I}_{ki(1)}$	$\underline{I}_{ki(1)} = \underline{I}_{ki(2)} = \underline{I}_{ki(0)}$ $\underline{U}_{ki(1)} + \underline{U}_{ki(2)}$ $+ \underline{U}_{ki(0)} = 0$	

各组边界条件方程分别与故障节点网络方程式（3）联立后求解，可得4种基本短路故障的故障点短路电流值，亦列于表中。

根据通常短路电流计算的假定，$U_{zi_*}=1$（标幺值，$i=1, 2, \cdots, n$）。故障点短路电流求出后，代入式（2）可求得各序网节点电压，进一步可求各支路电流。将电压、电流的零、正、负序分量合成为abc相量，即完成短路电流工频周期分量的计算。

短路容量计算　电力网中节点 i 的短路容量等于该节点三相短路电流与短路前额定电压的乘积。短路容量的标幺值和有名值分别是

$$S_{i_*} = U_{iN_*} I''_{i_*} = \frac{1}{Z_{ii(1)_*}}，\text{标幺值} \quad (4)$$

$$S_i = S_{i_*} S_B = \frac{S_B}{Z_{ii(1)_*}}，\text{MV} \cdot \text{A} \quad (5)$$

式（4）中 U_{iN_*} 为节点 i 短路前的额定电压标幺值，通常假定 $U_{iN_*}=1$（标幺值）；I''_{i_*} 为节点 i 三相短路电流工频周期分量标幺值；$Z_{ii(1)_*}$ 为节点 i 正序自阻抗标幺值。式（5）中 S_B 为基准容量，通常设定 $S_B=100\text{MV}\cdot\text{A}$。

短路容量是电力网节点的重要数据，它不仅是选择电气设备的依据，而且可反映电力网的某些重要特性。节点连接的电源容量越大，或与电源联系越紧密，则该节点的短路容量越大，承受扰动的能力越强，但要求断路器遮断容量也越大，反之亦然。

当节点 i 的零序自阻抗小于正序自阻抗时，则节点单相短路电流大于三相短路电流，此时，断路器的遮断容量应按单相短路的短路电流选择。

短路电流的非周期分量　短路电流的非周期分量与短路时同步发电机转子位置有关，通常只对非周期分量的最大值感兴趣，根据磁链守恒定律，非周期分量最大起始值为

$$i_{a0} = -\sqrt{2}I'' = -I''_m \quad (6)$$

式中 I'' 为三相短路电流周期分量有效值；I''_m 为三相短路电流周期分量最大瞬时值。i_{a0} 将按时间常数 T_a 衰减，T_a 取决于回路中 x 与 r 的比值。

冲击电流与冲击系数　冲击电流 i_m 是短路电流的最大瞬时值。如果只计及短路电流的工频周期分量和非周期分量，冲击电流出现在短路后约半周波，其值为周期分量瞬时最大值与非周期分量在此瞬间量值的叠加

$$i_m = k_M \sqrt{2}I'' = k_M I''_m \quad (7)$$

式中 k_M 为冲击系数，$1<k_M<2$。

短路电流计算研究的新进展　2001年后，IEC陆续颁布了IEC 60909的5个部分，作为短路电流计算的国际标准，其中提出了对负荷的不同考虑方式。中国结合电网实际，进行了相关分析研究，认为对220kV及以上电力系统的短路故障，若考虑负荷，则可只考虑中压大电动机，若不考虑负荷，则需采取补偿措施。短路电流计算也扩展到在线应用、短路电流辅助决策等方面。

参考书目

西安交通大学．电力系统工程基础．北京：电力工业出版社，1981.

夏道止．电力系统分析．2版．北京：中国电力出版社，2011.

duanluqi shiling baohu

断路器失灵保护　（circuit breaker failure protection system）　见电力系统继电保护配置。

duichen fenliangfa

对称分量法　（method of symmetrical components）

分析对称电系统不对称运行状态的一种基本方法。广泛应用于三相交流系统参数对称、运行工况不对称的电气量计算。对称的三相交流电系统，流过的三相电流对称，因此

可以用单相等值电路来解算，只要求出三相中一相的量值，其他两相就可以推算出来，因为其他两相的模值与第一相相等，相位分别相差120°。在一个线性的对称三相系统中，由于不对称故障的作用或者断路器的不对称操作等原因，破坏了三相系统运行工况的对称性时，此时系统将流过三相不对称电流，则该三相系统的不对称电气量可分解为3组对称分量，仍用单相等值电路求解，然后应用叠加原理，将三组对称电气量合成，以求解三相系统的不对称电气量。

三相系统的对称分量　一组不对称的三相相量 $\underline{A}$、$\underline{B}$、$\underline{C}$，可以分解成三组对称的三相相量，它们分别是：零序分量（记为 $\underline{A}_0$、$\underline{B}_0$、$\underline{C}_0$），正序分量（记为 $\underline{A}_1$、$\underline{B}_1$、$\underline{C}_1$）和负序分量（记为 $\underline{A}_2$、$\underline{B}_2$、$\underline{C}_2$）。其中零序分量的3个相量大小相等且同相，即

$$\underline{A}_0 = \underline{B}_0 = \underline{C}_0 \tag{1}$$

正序分量的3个相量大小相等，三者按 $\underline{B}_1$ 滞后 $\underline{A}_1$，$\underline{C}_1$ 滞后 $\underline{B}_1$，$\underline{A}_1$ 又滞后 $\underline{C}_1$ 的顺序互差120°，即

$$\underline{A}_1 = a\underline{B}_1 = a^2\underline{C}_1 \tag{2}$$

式中 $a = e^{j120°}$。负序分量类似正序分量，但3个相量是按 $\underline{C}_2$ 滞后 $\underline{A}_2$，$\underline{B}_2$ 滞后 $\underline{C}_2$，$\underline{A}_2$ 又滞后 $\underline{B}_2$ 的顺序互差120°，即

$$\underline{A}_2 = a^2\underline{B}_2 = a\underline{C}_2 \tag{3}$$

不对称的三相相量分别为各相三序分量之和，即

$$\left.\begin{aligned}\underline{A} &= \underline{A}_1 + \underline{A}_2 + \underline{A}_0 \\ \underline{B} &= \underline{B}_1 + \underline{B}_2 + \underline{B}_0 = a^2\underline{A}_1 + a\underline{A}_2 + \underline{A}_0 \\ \underline{C} &= \underline{C}_1 + \underline{C}_2 + \underline{C}_0 = a\underline{A}_1 + a^2\underline{A}_2 + \underline{A}_0\end{aligned}\right\} \tag{4}$$

三组对称分量与原不对称三相相量有如下关系

$$\underline{A}_0 = \underline{B}_0 = \underline{C}_0 = \frac{1}{3}(\underline{A} + \underline{B} + \underline{C}) \tag{5}$$

$$\left.\begin{aligned}\underline{A}_1 &= \frac{1}{3}(\underline{A} + a\underline{B} + a^2\underline{C}) \\ \underline{B}_1 &= \frac{1}{3}(a^2\underline{A} + \underline{B} + a\underline{C}) \\ \underline{C}_1 &= \frac{1}{3}(a\underline{A} + a^2\underline{B} + \underline{C})\end{aligned}\right\} \tag{6}$$

$$\left.\begin{aligned}\underline{A}_2 &= \frac{1}{3}(\underline{A} + a^2\underline{B} + a\underline{C}) \\ \underline{B}_2 &= \frac{1}{3}(a\underline{A} + \underline{B} + a^2\underline{C}) \\ \underline{C}_2 &= \frac{1}{3}(a^2\underline{A} + a\underline{B} + \underline{C})\end{aligned}\right\} \tag{7}$$

电力系统不对称故障电量的求解　电力系统的故障很多是三相不对称的。不对称故障下的电力系统将出现不对称的运行状态，三相的电压、电流等电气量将是不对称的。这些不对称电量可按式（5）～式（7）分解为正、负、零三组对称分量。

当三相系统仅在故障点处的故障是不对称的，其余部分电路参数均为三相对称，在取电压（电动势）为对地的电位升，电流以流向故障点的方向为正方向的规定前提下，系统中各点以a相为基准的正、负、零序电压 $\underline{U}_{a1}$，$\underline{U}_{a2}$，$\underline{U}_{a0}$ 与流经该点的正、负、零序电流 $\underline{I}_{a1}$，$\underline{I}_{a2}$，$\underline{I}_{a0}$ 之间存在下述简单关系

$$\left.\begin{aligned}\underline{U}_{a1} &= \underline{E}_{a\Sigma} - \underline{I}_{a1}Z_{1\Sigma} \\ \underline{U}_{a2} &= -\underline{I}_{a2}Z_{2\Sigma} \\ \underline{U}_{a0} &= -\underline{I}_{a0}Z_{0\Sigma}\end{aligned}\right\} \tag{8}$$

式中 $E_{a\Sigma}$ 为系统a相电源等效电动势；$Z_{1\Sigma}$、$Z_{2\Sigma}$、$Z_{0\Sigma}$ 分别为从电源到该点的系统正、负及零序总阻抗。

电力系统分别用上述三序阻抗及电源电动势组成系统的正序网络、负序网络、零序网络。不同的短路或断线故障，在故障点有不同的边界条件。根据故障的边界条件，可以将3个序网连接成一个分析故障电量的等效电路，这个等效电路称为复合序网。求解该复合序网的方程式，得到故障点各序电流电压分量后，即可应用叠加原理，按式（4）计算三相不对称相量。（见短路电流计算）

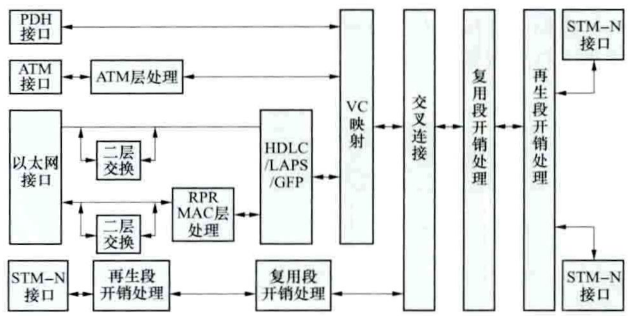
参考书目

夏道止．电力系统分析．2版．北京：中国电力出版社，2011.

duoyewu chuansong pingtai

多业务传送平台

（multi-service transport platform，MSTP）　基于同步数字序列（synchronous digital hierarchy，SDH），同时实现时分复用模式（time division multipexing，TDM）、异步传输模式（asynchronous transfer mode，ATM）、以太网等业务的接入、处理和传送，提供统一网管的系统。基本功能模型如图所示。



多业务传送平台基本功能模型

优点　①保持同步数字序列技术的一系列优点，具有良好的网络保护机制和时分复用业务处理能力。②提供集成的数字交叉连接功能，在网络边缘使用具有数字交叉功能的多业务传送平台设备，可节约系统带宽。③具有动态带宽分配和链路高效建立能力，可根据业务和用户的即时带宽需求，利用级联技术进行带宽分配和链路配置、维护和管理。④支持多种物理接口和协议。⑤支持波分复用扩展。⑥提供综合的网络管理能力。

功能　包括同步数字序列基本功能、以太网透传功能、以太网两层交换功能、以太环网功能、异步传输模式功能等。

同步数字序列基本功能　满足同步数字序列节点的基本功能要求，其同步数字序列帧结构、虚容器（virtual container，VC）映射部分还满足G.707规范中对于级联、虚级联业务的要求，并提供级联条件下的虚容器通道的交叉处理能力。

以太网透传功能　来自以太网接口的数据帧不经过二层交换，直接进行协议封装和速率适配，然后映射到虚容器中进行传输。

以太网二层交换功能　一个或多个用户侧以太网物理接口与一个或多个独立的系统侧虚容器通道之间实现基于以太网链路层的数据包交换。

以太环网功能　在同步数字序列环路中分配指定的环路带宽用来传送以太网业务。

异步传输模式功能　可提供异步传输模式承载业务，支持通过命令建立永久虚电路连接，以及点到点连接功能。

关键技术　主要有级联、通用成帧规程、链路容量调整机制等技术。

级联　级联的概念是在ITU-T G.707中定义的，分为相邻级联和虚级联两种。相邻级联指同步数字序列中用来承载以太网业务的各个虚容器在同步数字序列的帧结构中是连续的，共用相同的通道开销；虚级联指同步数字序列中用来承载以太网业务的各个虚容器在SDH的帧结构中是独立的，其位置可以灵活处理。

通用成帧规程（generic framing procedure，GFP）　ITU-T G.7041定义的一种链路层标准，是一种对于以帧为单位组织数据业务的简单有效的封装方式，它既可以在字节同步的链路中传送长度可变的数据包，又可以传送固定长度的数据块，是一种简单而又灵活的数据适配方法。

链路容量调整机制（link capacity adjustment scheme，LCAS）　可以在不中断数据流的情况下动态调整虚级联个数，它所提供的是平滑地改变传送网中虚级联信号带宽，以自动适应业务带宽需求的方法。链路容量调整机制可以将有效净负荷自动映射到可用的虚容器上，从而实现带宽的连续调整。

参考书目

毛京丽．现代通信技术．北京：北京邮电大学出版社，2008.

乔桂红．光纤通信．北京：人民邮电出版社，2009.

段智文．光纤通信技术与设备．北京：机械工业出版社，2011.

E

Eluosi dianli xitong

俄罗斯电力系统 (electric power systems in Russia)

1991年底苏联解体后，于1992年成立俄罗斯统一电力系统。俄罗斯统一电力系统是俄罗斯电力工业的主体，包括中部、西北、伏尔加、南部、乌拉尔、西西伯利亚、西伯利亚和远东电力系统共8个联合电力系统。其中前7个电力系统互联，远东电力系统独立运行。

俄罗斯与周边7个国家达成同步运行互联电网的协议，包括格鲁吉亚、蒙古国、哈萨克斯坦、白俄罗斯和波罗的海三国（爱沙尼亚、拉脱维亚和立陶宛）。此外，俄罗斯还与乌克兰、阿塞拜疆签署了互联电网的技术支持协议。

发展历史 俄罗斯电力系统的建立和发展是苏联时期的1921～1955年、1956～1970年、1971～1991年3个阶段。

(1) 1921～1955年。1921年建成莫斯科和彼得格勒（现名圣彼得堡）最早的两个地区电力系统。20世纪20～30年代在中部、顿巴斯和南方等地区的工业基地形成各自的地区电力系统。它们的主干电力网由110～220kV线路组成。1940年建成由第聂伯、顿巴斯和罗斯托夫电力系统互联的南方联合电力系统。二战期间，工业基地东移，促进了乌拉尔和东部地区的电力系统的建立和发展。1945年建成由莫斯科、高尔基、伊凡诺沃和雅罗斯拉夫电力系统互联的中部联合电力系统。1954年建成世界上第一座核电厂——奥布宁斯克核电厂。战后到1955年，中部、南方和乌拉尔3个联合电力系统发展最快，它们的发电量约占全国总发电量的一半。

(2) 1956～1970年。1956年从伏尔加河上的古比雪夫水电站（现名萨马尔斯克水电站）到莫斯科全长815km的第一条400kV输电线投入运行，开始了电力系统发展的第二阶段。中伏尔加地区的古比雪夫电力系统与中部联合电力系统互联。1958年从古比雪夫到乌拉尔的400kV输电线建成，又使中部和乌拉尔两个联合电力系统互联。1959年建成从斯大林格勒水电站（现名伏尔加格勒水电站）到莫斯科的第一条500kV输电线，斯大林格勒电力系统与中部联合电力系统互联。20世纪50年代末，开始发展330kV电压等级的输电线和电力网。1967年建成从克拉科夫斯卡到莫斯科的750kV输电线路60年代先后实现南方和北高加索（1962年）、中部和西北（1966年）、北高加索和外高加索（1970年）联合电力系统互联。苏联统一电力系统于1970年宣告建成，中部、乌拉尔、中伏尔加、西北、南方、北高加索和外高加索7个联合电力系统63个电力系统并列运行，装机容量为104 900MW，发电量为5300亿kW·h。哈萨克斯坦、西伯利亚和中亚3个联合电力系统分别独立运行。

(3) 1971～1991年。苏联统一电力系统于20世纪70年代迅速扩大。1972年哈萨克斯坦联合电力系统与统一电力系统互联。1978年建成从乌拉尔经哈萨克斯坦到西伯利亚的500kV线路，西伯利亚联合电力系统进入统一电力系统。为输送大电厂功率或为建立联合电力系统间或国际间的强联系联络线，1975年建成从列宁格勒（现名圣彼得堡）到科纳科沃的西北、中部联合电力系统间的750kV联络线，1977年建成从顿巴斯经第聂伯和文尼察到西乌克兰的750kV主干输电线，次年延伸到匈牙利的阿尔贝蒂沙。1985年建成从西伯利亚经哈萨克斯坦到乌拉尔的1150kV主干输电线的两个线路段890km。统一电力系统在国内扩大的同时，还与相邻国家电力系统互联，实现了与北欧的芬兰与挪威，中欧的波兰、民主德国、捷克斯洛伐克和匈牙利，以及罗马尼亚、保加利亚、南斯拉夫、土耳其、希腊、阿富汗和蒙古等国家交换电力和电量。经过70年的发展，在统一电力系统中形成两种电压等级的电力网：主要系统的电压等级为110、220、500、1150kV（后降压为500kV运行），西北联合电力系统和中部联合电力系统的西部等少数电力系统的电压等级为110/154、330、750kV，另在欧洲境内的中部地区有同时采用500kV和750kV以及在西南的个别地区有220、330kV与330、500kV电力系统的互相交错的情况。

1991年12月苏联解体，直到年末，苏联统一电力系统未受解体的影响，保持9个联合电力系统的互联，94个地区电力系统参加并列运行。未与统一电力系统互联的有中亚和东部两个联合电力系统，共8个地区电力系统。在俄罗斯境内的中部、乌拉尔、中伏尔加、西北、北高加索和西伯利亚6个互联的联合电力系统的装机容量为189 280MW，占苏联统一电力系统装机容量的65.7%。

现状 从地理分布上讲，俄罗斯电力系统大致可分为欧洲区、西伯利亚区和远东区三个区域。欧洲区是俄罗斯最重要的电力区域，发电装机容量占整个俄罗斯发电装机容量72%，以火电和核电为主。火电又以燃气电站为主，约占80%。西伯利亚区的水电和火电各占50%，俄罗斯大部分的水电集中在该区域。远东区的电力装机比重很小，只占俄罗斯装机容量的7%，大都为小型火电厂。由于气候寒冷，全国有52%的火电为热电联产机组。

苏联解体后，1992年原苏联统一电力系统的6个联合电力系统互联组成俄罗斯统一电力系统。1998年底，俄罗斯共有7个联合电力系统（见图），75个电力系统。



俄罗斯7个联合电力系统区域分布示意图

表 1 为俄罗斯 7 个联合电力系统装机容量的变化情况。表 2 为俄罗斯联邦输电公司各级架空线路回路长度的变化情况。表 3 为俄罗斯历年发电量及其构成，表 4 为俄罗斯历年进口、出口电量。

表 1 俄罗斯 7 个联合电力系统装机容量的变化（GW）

时间(年)	1992	1995	1999	2000	2005	2007	2008	2010
装机容量小计	195.38	197.79	198.04	196.3	216.65	208.15	208.15	214.87
核电	20.24	21.24	21.24	21.73	22.74	23.74	23.74	23.64
水电	43.14	43.64	43.64	44.04	45.53	46.30	46.30	45.12
火电	132.00	133.05	133.15	135.50	148.32	138.02	138.02	146.11
自备电厂	17.71	12.92	12.92	16.47	16.47	15.82	15.82	9.57
合计全部容量	213.09	210.86	210.96	212.77	233.12	223.97	223.97	224.44

资料来源：联合国历年《能源统计年鉴》。

表 2 俄罗斯联邦输电公司各级架空线路回路长度（km）

电压等级(kV)	2004 年	2005 年	2006 年	2007 年	2008 年	2010 年
1150	818	820	820	820	949	949
800	402	402	402	402	378	378
750	2972	2972	2973	2973	2973	2973
500	31 238	31 819	32 578	32 572	33 790	33 599
220≥	45 038	45 832	46 902	48 913	118 045	122 299

资料来源：俄罗斯联邦电网历年年报。

表 3 俄罗斯历年发电量及其构成（TW・h）

时间(年)	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
总发电量	889.33	889.31	914.33	929.91	951.16	993.87	1013.40	1038.43	990.05	1025.20
煤电	168.80	170.30	172.17	160.78	165.50	178.90	170.25	196.26	164.35	166.00
油电	30.06	27.21	27.16	25.11	20.93	24.85	17.23	16.61	15.84	—
气电	376.72	384.72	406.78	421.25	439.44	458.17	486.43	494.29	469.28	521.00
水电	173.86	162.21	155.80	175.85	173.11	172.93	177.34	165.11	174.25	168.00
核电	136.96	141.67	150.32	144.69	149.33	156.04	160.12	163.03	163.36	170.00
其他	2.93	3.20	2.10	2.23	2.85	2.98	2.03	3.12	2.97	—

注：发电量中不含抽水蓄能发电量。
资料来源：联合国历年《能源统计年鉴》。

表 4 俄罗斯历年进口、出口电量

类别	1995	2000	2005	2007	2009
进口电量（GW・h）	8400	8795	10 139	5670	3066
出口电量（GW・h）	38 000	22 850	22 520	18 268	17 923

资料来源：联合国历年《能源统计年鉴》。

俄罗斯统一电力系统采取分级调度结构，分为中央调度局、联合电网调度所和地区电网调度所三级。中央调度局除管辖下属电网之外，还管辖装机 100 万 kW 以上的直调电厂以及调度联合电网之间的联络线；下一级为联合电网调度所，调度地区电网间的联络线及其所属的容量为 30 万 kW 以上的直调电厂；再下一级为地区电网调度所，调度地区内的电厂。最下一级为发电厂和配电网的调度所。

俄罗斯电力改革 俄罗斯电力改革始于 1992 年，经历了四个大的阶段：1992～1994 年为第一阶段；1995～1997 年为第二阶段；2000 年 6～12 月为第三阶段；2000 年 12 月至今是第四阶段。

第一阶段电力改革。1992 年俄罗斯电力系统经历了一次激进式的改革，一夜之间由国家所有制转变成股份制，成立了俄罗斯统一电力系统股份公司（RAO）。RAO 拥有 100 万 kW 以上的火电厂、30 万 kW 以上的水电厂以及地区联合电网之间联络线 100％的股份，还拥有地区电力公司 51％的股份（这种地区级的股份公司全国有 71 个）。电力系统的科研单位、设计单位和建设单位，还有大区的调度所也 100％属于 RAO。其所有制结构为：国家股份占 52.6％，私人占 5.5％，外国投资者占 30.7％，国内投资者占 11.2％（大型用户、缺电的公司）。在此基础上形成了两个电力市场：趸售市场和零售市场。出售趸售电能的市场主体是火电厂、水电厂和功率过剩的地区电业局。在改革方案中，原则上大型用户可直接向趸售市场按合同购电，但这种情况很少。国家成立了两级调控单位，由联邦调控委员会负责调控趸售电价，地区调控委员会负责调控零售/居民电价，每季度审核一次。买卖双方在趸售市场的中央调度局订立销售合同，合同由联邦委员会审核批准，联邦委员会不仅审核合同，同时也调控电价。

第二阶段和第三阶段电力改革因遭到强烈反对，或没有得到实施或成效不大。

第四阶段电力改革从 2000 年 12 月，俄罗斯政府为电力改革召开专门会议开始。2001 年 5 月，俄罗斯政府通过了电力改革基本方针草案，确定“在国家控制下平衡地向建立有竞争的电力市场过渡”，同时坚持在电力改革进程中，政府保持对电力工业的控制和对电力工业垄断部分的影响。2002 年 10 月，俄罗斯政府向议会提交了一揽子电力改革方案，包括《电力法》《供电法》《联邦能源系统法》《能源安全法》和《自然垄断法》等。在新的改革方案下，RAO 将分两步实施。第一步是从 2006 年底至 2007 年 9 月，从 RAO 中剥离出两家热电公司，成为俄罗斯第一批私营发电公司。国家在这两家公司中的股份分别占 26.43％和 25.09％。第二步则于 2008 年 6 月 30 日结束，RAO 作为法人的统一电力系统公司结束存在，其旗下近 200 家子公司全部剥离出来，独立运作。RAO 解体后，2010 年重启国有企业私有化改革，出售部分股权，但政府仍保留对电力销售及输配电的绝对控制权，还将加强俄联邦能源署对国家电力调控方面的作用。第四阶段改革仍在进行中。

Eluosi Dianli Xitong Wending Daoze

俄罗斯《电力系统稳定导则》（Руководящие указания по устойчивости энергосистем в России；*Guidelines for Power System Stability in Russia*） 俄罗斯电力

系统及其互联电网在稳定方面必须满足的要求。俄罗斯联邦的设计及运行单位必须遵守此导则。

批准单位及时间

俄罗斯《电力系统稳定导则》由原中央电力研究所等单位起草，分别于1984、1994年发布。2004年出版了《关于电力系统稳定导则的说明》。该说明根据俄罗斯能源部2003年6月30日277号命令确定，适用于电力系统设计和运行相关的企业和组织。

基本内容

该导则包括总则、基本概念、对电力系统稳定的要求、对电力系统稳定计算校验的要求等四个部分。

总则 规定导则的主要目标是建立能保证电力系统和互联系统稳定运行的标准，设置电力系统及其联盟在稳定性方面应该满足的技术要求，并且要求各设计和施工单位必须遵守。

基本概念 给出了电力系统、电力系统稳定性、连接和断面、电力系统状态、扰动、稳定储备系数、电压储备系数等的定义，并将系统的典型干扰规范化，分为Ⅰ（较轻的）、Ⅱ（较重的）、Ⅲ（最重的）3组。

电力系统 被相互连接为一个整体的包括发电厂、电力用户以及电网在内的技术主体。

电力系统稳定性 在出现各种扰动后发电厂之间保持同步、系统恢复稳定运行状态的能力。

连接和断面 连接指联系电力系统两个部分之间的元件序列，除电力线路外，还包括变压器、母线以及开关设备等，这些都被看作是网络元件。断面指一个和几个连接的网络元件的集合，除去这些元件电力系统将分为两个相互独立的部分。局部断面也是一个和几个连接的网络元件的集合，但除去这些元件电力系统不被分为两个相互独立的部分。

电力系统状态 从元件的运行状态的角度出发，电力系统状态被分为正常状态和检修状态。正常状态指确定电力系统稳定性的所有网络元件都处于工作状态；检修状态指切除了一个或者几个电网元件的状态。从系统运行方式的角度出发，电力系统状态也可分为稳态和暂态。稳态是相对应于参数变化不剧烈的状态，一些缓慢的状态变化，例如用电和发电在一昼夜内的变化、联络线传输功率的不规则变化、频率和有功功率调节装置的动作等都被看作是稳态范围内的。暂态被定义为从大扰动开始到机电暂态结束的过程（计及电力系统一次调频）。正常的电力系统扰动在表1中列出。

在运行过程中，由于电力系统稳定性的要求，稳态情况下的断面潮流被分为额定形式（最大允许的断面潮流被称为最大允许值）和强迫形式（最大允许的断面潮流被称为事故允许值）。在设计过程中，稳态情况下断面潮流被分为额定形式与重载形式两种。重载形式的断面潮流是在最大和最小负荷水平下由主要电气设备不利的附加检修所引起的，要求是在1年中，重载断面潮流所持续的时间不超过10%。

扰动 由电力系统稳定性要求确定的最大扰动，也称为额定扰动。按照严重程度扰动被分为Ⅰ（较轻的）、Ⅱ（较重的）、Ⅲ（最重的）3组。

第Ⅰ组干扰包括：①切除500kV（对于核电站联络线为750kV）或较低电压的线路元件；②任何电压级别的线路元件的单相短路故障，重合闸成功；③500kV（对于核电站联络线为750kV）或较低电压线路元件的单相短路故障，重合闸不成功；④切除不多于一台发电机或机组单元的功率（系统中为数不多的几台最大功率机组除外）。

第Ⅱ组干扰包括：①切除750kV或以上电压线路元件；②750kV或较高电压线路元件的单相短路故障，重合闸不成功；③500kV或较低电压线路元件的多相短路故障，重合闸成功或不成功；④110～220kV线路元件单相短路，断路器拒动，断路器失灵保护动作；⑤切除不少于一台发电机或机组单元的功率，但不多于系统中最大发电机组的功率或核电站同一反应堆的两台发电机功率之和。

第Ⅲ组干扰包括：①750kV或较高电压线路元件的多相短路故障，重合闸成功或不成功；②330kV或较高电压线路元件单相短路，断路器拒动，断路器失灵保护动作；③110kV或较高电压线路元件多相短路，断路器拒动，断路器失灵保护动作；④切机数量不少于第Ⅱ组中对切机容量的规定，但不多于同一分段母线的功率或者电站同一电压配电设备功率，或者50%的电站功率；⑤临时切除同一通道中的两条较短的输电线路；⑥切除网络元件和发电机的Ⅰ类和Ⅱ类扰动，因为在一个开关检修时将导致切除其他的网络元件和发电机。

按照故障原因分类，扰动分为切除故障元件的短路（见表1）和任何原因导致的有功功率的不平衡（见表2）两类。

表1 扰动分类

扰动	在不同额定电压等级下的扰动分类			
	110～220kV	330～500kV	750kV	1150kV
除系统母线之外的电网元件短路				
单相短路情况下主保护[①]动作切除故障元件，自动重合闸[②]成功	Ⅰ	Ⅰ	Ⅰ	Ⅰ
单相短路情况下主保护[①]动作切除故障元件，自动重合闸不成功	Ⅰ	Ⅰ	Ⅰ[③]，Ⅱ	Ⅱ
三相短路情况下主保护动作切除故障元件，自动重合闸[②]成功和不成功	Ⅱ	—	—	—
单相短路时后备保护动作切除故障元件，自动重合闸[②]成功和不成功	Ⅱ	—	—	—
两相接地短路时主保护动作切除故障元件，自动重合闸[②]不成功	—	Ⅱ	Ⅲ	Ⅲ
单相短路时，一相开关拒动时УРОВ（开关拒动情况下的备用装置）动作切除故障元件[④]	Ⅱ	Ⅲ	Ⅲ	Ⅲ
两相接地短路时，一相开关拒动时УРОВ（开关拒动情况下的备用装置）动作切除故障元件[④]	—	Ⅲ	Ⅲ	—
三相短路时，一相开关拒动时УРОВ（开关拒动情况下的备用装置）动作切除故障元件[④]	Ⅲ	—	—	—

续表

扰动	在不同额定电压等级下的扰动分类			
	110～220kV	330～500kV	750kV	1150kV
系统母线上的短路				
单相短路时切除母线，与网络节点之间的联络无关	Ⅰ	Ⅰ	Ⅱ	Ⅱ
单相短路时切除母线，与网络节点之间的联络有关	Ⅲ	Ⅲ	—	—

①或者是快速动作的后备保护。
②在电弧没有熄灭情况下重合闸装置被自动闭锁，不成功的自动重合闸不被考虑。
③在核电站和电力系统的联络线上。
④此时切除可以考虑切除和相邻开关关联的所有网络元件。

表2　功率不平衡分类

有功功率的事故不平衡值	额定扰动的分类
(1) 以总开关连接到网络上的发电机或者发电机组的功率； (2) 连接到一个反应堆上的两个核电机组功率	Ⅱ
连接到同一母线或者是变电站同一电压等级上的功率	Ⅲ

稳定储备系数　按照断面功率计算的静态（非周期）稳定储备系数 K_P 计算公式如下

$$K_P=\frac{P_{nP}-(P+\Delta P_{HK})}{P} \quad (1)$$

式中 P_{nP} 为按照非周期静态稳定要求的有功功率断面值上限；P 是被考虑状态下有功功率的实际断面值；ΔP_{HK} 为有功功率断面值随机波动的幅度（在随机波动下断面值变化时按照 $P\pm\Delta P_{HK}$ 计算）。

按照有功功率定义的稳定储备同样可以表示为有名值的形式

$$\Delta P=P_{nP}-(P+\Delta P_{HK}) \quad (2)$$

电力系统每一断面有功功率随机波动的幅度可以根据测量数据进行计算，在没有这些测量数据时可以按照如下的公式确定

$$\Delta P_{HK}=K\sqrt{\frac{P_{H1}P_{H2}}{P_{H1}+P_{H2}}} \quad (3)$$

式中 P_{H1}、P_{H2} 为被观察断面两个方向上的负荷功率；系数 K 在手动调节断面潮流时取 1.5，自动调节时取 0.75。

静态稳定所要求的断面潮流限值计算是按照逐步增加断面潮流的形式来进行的，此过程是一系列的稳态过程，通过改变一些参数值使得电力系统达到静态稳定的边界。按照静态稳定以及事故后状态所允许的断面潮流限值，是按照电气设备（有时也按照发电机转子电流）20min 内的过负荷能力所确定的。在运行过程中，为了对静态稳定储备进行监测，同样需要利用断面有功功率潮流值。

电压储备系数　电压储备系数与负荷节点相对应，按照如下公式进行计算

$$K_U=\frac{U-U_{KP}}{U} \quad (4)$$

式中 U 为节点电压；U_{KP} 为电动机静态稳定所要求的节点电压临界值；当缺少准确数据的情况下，在 110kV 以上电压的负荷节点，临界值采取 $0.7U_{HOPM}$ 和 $0.75U_{HOPM}$ 中较大的那个。U_{HOPM} 为电力系统额定状态下负荷节点的电压。

在运行中可以利用系统中任一负荷节点的电压来监测电压的标准储备，被监测节点上电压储备系数的允许值通过电力系统状态计算确定。

对电力系统稳定的要求　规定电力系统稳定性基本要求、不同状态下对系统稳定性的要求、不同阶段对不同电压等级系统的稳定性的要求、系统可能失去稳定性的情况等。

(1) 在允许的电力系统运行状态范围内，不应发生自激振荡。一旦发生自激振荡，可通过减少断面潮流等措施来消除。断面潮流可以根据电气设备的允许负载电流以及其他限制确定。

(2) 根据电力系统稳定性的要求规范和定义有功功率断面潮流的最小储备系数和负荷节点电压的最小储备系数。同时，规定保证稳定性的扰动分类。稳定性指标应不低于表 3 的要求。

表3　对电力系统稳定的要求

状态	有功功率的最小储备系数	电压的最小储备系数	保证电力系统稳定性的扰动分类	
			额定状态下	检修状态下
额定状态	0.20	0.15	Ⅰ，Ⅱ，Ⅲ	Ⅰ，Ⅱ
重载状态	0.20	0.15	Ⅰ，Ⅱ	Ⅰ
事故后状态	0.08	0.10	—	—

规定系统在额定状态和重载状态下应满足，有功功率储备系数不低于 0.20，负荷点电压储备系数不低于 0.15。在额定扰动下的事故后状态应满足：有功功率储备系数不低于 0.08；电压储备系数不低于 0.10；电网元件和发电机的过负荷电流不超过事故后状态期间的允许值。事故后状态的期限，取决于恢复到额定状态的调度时间，但是不超过 20min。在这个时间范围内，不考虑产生的附加扰动。

规定系统抗干扰能力应满足：设计中在正常方式接线图和正常潮流下，对系统进行Ⅰ、Ⅱ和Ⅲ组干扰校核，考虑反故障自动保护措施。而 500kV 及以下的线路在Ⅰ组干扰下应保持稳定，不用采取反故障自动保护措施；在检修方式接线图和正常潮流下对系统进行Ⅰ、Ⅱ组干扰校核，考虑反故障自动保护措施；在正常方式接线图和重载潮流下对系统进行Ⅰ、Ⅱ组干扰校核，考虑反故障自动保护措施；在检修方式接线图和重载潮流下对系统进行Ⅰ组干扰校核，考虑反故障自动保护措施。

(3) 在切除 750kV 及以上电气设备时，包括单相短路后单相自动重合闸装置动作不成功的过程，为了保障电力系统稳定性，可能会使用自动减载装置，减少的负荷量不超过受端电力系统总负荷的 5%～7%（其中较大的数值对应于独立电力系统；较小的数值对应于互联电力系统）。

在电力系统的设计阶段，在额定状态及在Ⅰ类扰动下，500kV 及以下电网在不使用自动减载装置的情况下应保证电力系统的稳定性。

在电力系统的运行阶段，在额定状态及在Ⅰ类扰动下，在不使用自动减载装置的情况下保证电力系统的稳定性，下

列情况除外：必须限制用电、水资源消耗和包括核电厂在内的部分发电厂负荷（功率闭锁）的情况；在扰动下，静态稳定所要求的断面潮流值降低超过25%。

（4）电力系统可能失去稳定性的情况有：①在比额定状态严重得多的扰动条件下；②如果存在导致断面潮流减少的扰动，非周期静态稳定的界限没有超过功率随机波动幅度的3倍，或者是降低超过70%；③如果事故不平衡功率导致断面功率增量超过非周期静态稳定限值的50%。

对电力系统稳定计算校核的要求 规定电力系统稳定校核计算应完成的工作以及主要计算内容。

应完成的工作 包括5项工作：①基本接线的选择；②工况的选择；③计及反事故装置的提高稳定的措施；④确定系统调节和控制设备继电保护、自动重合闸的参数；⑤校验正常的稳定指标。

主要内容 包括稳态工况计算和动态稳定校验计算。

稳态工况计算。应考虑发电机和负荷在正常和检修工况下的昼夜及季节特点。对调节点的发电机应该用不变的电压源表示，发电机无功功率的最小和最大值应考虑该工况下的有功功率及电压值。负荷枢纽点不考虑电压与有功功率和无功功率的关系。事故后工况的参数应考虑暂态引起的全部变化，包括反事故自动装置的动作、发电机及同步补偿机励磁绕组过电流限制器。计算功率缺额时应考虑频率变化。事故后工况的枢纽点应考虑自动低压减负荷及电压静态特性。考虑频率变化时应计入发电机及负荷的频率静态特性。

动态稳定校验计算。对330kV及以上电压的电网，若计算不考虑发电机定子电阻，允许采用两相对地短路作为计算条件；对110～220kV网络则采用三相短路。短路的计算持续时间，在做设计校验时应采用表4的时间，在做运行校验时应采用短路的实际断开时间。计算动态稳定时，对于那些稳定可能破坏的发电机，应采用基于派克方程的计算模型，计入滑差及定子电阻的励磁系统。其他的发电机可用恒定的暂态电动势和电抗表示。

表4 短路切除时间

额定电压（kV）	1150	750	500	330
短路断开时间（s）	0.08	0.10	0.12	0.14

erci dianlan kangganrao cuoshi

二次电缆抗干扰措施

(anti-interference measures of secondary cable) 见变电站二次回路及相关设备抗干扰。

erjinzhi tongbu tongxin guiyue

二进制同步通信规约

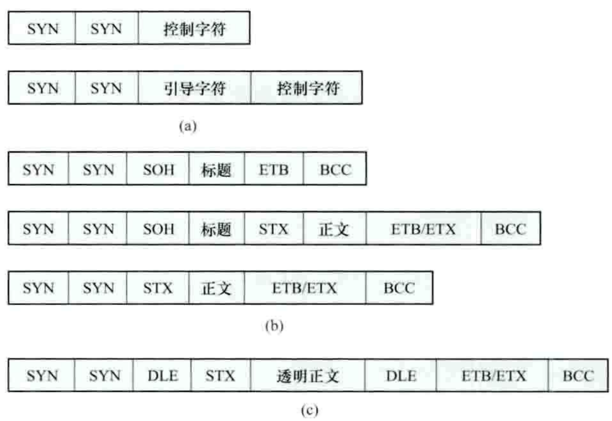
(binary synchronous communication protocol) 在数据通信系统中两个站之间进行二进制编码数据的同步传输所使用的链路控制通信规约，也称为BISYNC（BSC）规约。该规约是面向字符的半双工数据链路控制通信规约，支持ASCII，EBCDIC，IBM6三种信息编码。规约的基本约定包括专用字符定义、数据文电格式、站间会话与超时控制、差错校验控制和透明模式控制等。

专用字符定义 在二进制同步通信规约中，常用的字符有SYN、SOH、STX等，其定义见表。

专用字符定义

字 符	含 义
SYN	同步空闲字符
SOH	标题开始
STX	正文开始
EIB	码组传输结束
ITB	中间码组结束
EIX	正文结束
EOI	传输结束
ENQ	询问
NAK	否认
ACK_0	确认，用以认可编号为偶数的码组
ACK_1	确认，用以认可编号为奇数的码组
WACK	发送确认信息之前的等待，表示发送的码组无差错，并已被接收，但接收端对接收下一个码组尚未准备好
RVI	反向中断，其作用是要求发送站结束正在进行中的传输
TTD	文电临时延误（STX ENQ），该控制字符是供某个还未准备好发送，但又希望保留线路的发送站使用的字符
DLE	数据链路转义字符，透明传输时用双字符表示，例如DLE SOH表示在透明模式传输中用作标题开始的控制字符序列

数据文电格式 图中所示为数据文电格式的帧结构。



BISYNC规约规定的文电格式

(a) 控制/应答格式 (b) 正文/标题格式 (c) 透明格式

站间会话 站间会话包括：①建立数据链路。在点对点链路上，采用竞争方式；在一点对多点链路上，采用询问和选择方式。②信息传输。数据信号从数据源到数据宿的行为，它涉及应答、放弃、拆线、中断等规则。③拆除数据链路。当一个站拒绝建立链路或主站成功地发送完数据或异常情况时，拆除数据链路。

超时控制 超时控制包括：①发送超时。为维护同步，每秒一次在传输块中插入SYN序列。②接收超时。一个站在发送后假定另一个站失效前要用3s等待应答。③拆链超时。用于交换网，如一站连续20s无活动时则予以拆链。④继续超时。当TTD和WACK有2s超时，需在2s内发出

TTD 或 WACK。

差错校验控制　规约可提供垂直冗余校验（vertical redundancy check，VRC）、水平校验（longitudinal redundancy check，LRC）和循环码冗余校验（cyclic redundancy check，CRC）三种差错控制方式。在 ASCII 码中，对每个字符进行 VRC 校验，对整个信息文电进行 LRC 校验；在 EBCDIC 码或 IBM6 码中，对整个信息文电进行 CRC 校验。对 EBCDIC 码采用 CRC16，对 IBM6 码采用 CRC12。

透明模式控制　使用字符 DLE STX，传输任意数据。此时接收站将正文块作为透明比特流处理。

参考书目

冯友谊．计算机通信技术．北京：北京邮电大学出版社，2008



fadianchang changnei jingji diaodu

发电厂厂内经济调度 (economic dispatching in power plant) 在满足机组容量、调整速度、起停时间与约束条件下用最少的燃料量（或燃料费用或发电成本）完成规定发电计划的发电厂内机组调度方式。发电厂内经济调度主要内容包括编制机炉及组合经济特性、起停机计划和出力分配计划等。

锅炉经济特性如图1所示，一条是燃料耗量 B 对蒸汽量 D 的曲线，一条是其微增率 dB/dD 对蒸汽量 D 的曲线。汽轮机和发电机合成经济特性如图2所示，一条是蒸汽耗量 D 与出力 P 的曲线，另一条是其微增率 dD/dP 与出力 P 的曲线。

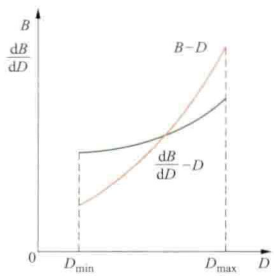


图1 锅炉耗量及其微增率曲线

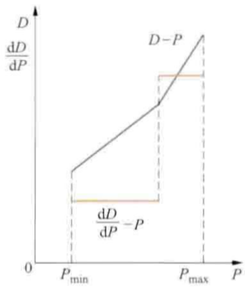


图2 汽轮发电机组蒸汽耗量及其微增率曲线

锅炉、汽轮机和发电机合成经济特性如图3所示，一条是燃料耗量 B 与出力 P 的曲线，一条是其微增率 dB/dP 与出力 P 的曲线，还有一条是单位耗量 B/P 与出力 P 的曲线。

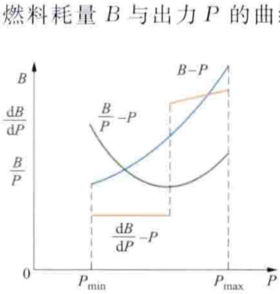


图3 合成经济特性曲线

多台机组的经济特性是由单台机组特性按等微增率的原则合成的。发电厂内有多台机组时，运行的台数取决于全厂出力的大小，起停次序取决于各机组的平均耗量，起停功率点可取不同组合的单位耗量曲线的交点（加上起动耗量更准确些）。发电厂内各运行机组之间经济分配出力的原则是微增率相等，即

$$\frac{dB_1}{dP_1}=\frac{dB_2}{dP_2}=\cdots=\frac{dB_m}{dP_m}=\lambda$$

$$P_s=P_1+P_2+\cdots+P_m$$

式中 B_1，B_2，…，B_m 是机组1，2，…，m 的燃料耗量；P_1，P_2，…，P_m 是机组1，2，…，m 的出力；P_s 是全厂计划出力，等于各机组出力之和；λ 是针对 P_s 的功率平衡拉格朗日条件乘子。

母管制发电厂经济调度比较复杂，这时分为全厂电功率分配和全厂热功率分配两部分，每部分采用的仍然是等微增率原则。

热电厂的经济调度更为复杂，热力和电力协调调度可取得更大的效益，当然受到的约束也更多。

属于发电厂内经济调度的其他内容还有磨煤机调度、给水泵调度、燃料调度、检修调度、防污染调度等。

机组经济特性不但是厂内经济调度的依据，也是电力系统经济调度的基础，通常是在设备检修后试验和计算，一般用反平衡原理，正平衡原理也有使用。

在电力市场条件下，不但更要加强发电厂内部的经济调度，而且将燃料量化为燃料费，并将管理费、检修费和发展费（或还贷）计入发电成本。此外还要计算辅助服务费，例如自动发电控制（automatic generation control，AGC）费、调峰费、备用费、无功费和应急出力费等，这也是发电厂利润的来源。

fadianchang jieru xitong sheji

发电厂接入系统设计 (planning of intergrating power plant to system) 论证发电厂接入系统的方案，确定与该发电厂配套的送出工程项目的系统专题设计。它是编制电力建设计划及项目核准的基础。电力系统中期发展规划或电力系统设计所提出的设计结论，可以作为发电工程的设计依据。由于电力系统不断在发展，有关工程的建设进度也常有变化，因此在进行发电厂设计时，还应根据发电厂建设规模和所在系统具体特点，配套开展输电系统规划设计和接入系统设计工作。

对于大规模集中开发建设的电源项目，包括大型水电基地、大型火电基地等，一般先开展输电系统规划设计，以明确其电能消纳范围（区内消纳、区外消纳还是综合消纳）、输电方式（交流输电、直流输电还是混合输电）、接入电网电压等级等。输电系统规划设计的结论将作为具体发电厂开展接入系统设计的主要依据。发电厂接入系统设计的内容包括接入系统一次部分设计和接入系统二次部分设计。图为作为超超临界燃煤发电技术研究依托项目的大型火电基地——华能玉环电厂。该项目获得2007年度国家科学技术进步奖一等奖。



华能玉环电厂外景（位于浙江省台州市，4×1000MW超超临界燃煤发电机组）（中国华能集团公司 提供）

接入系统一次部分设计 研究发电厂与电力系统的关系，分析该发电厂在电力系统中的地位及作用，确定发电厂的电能消纳范围、出线电压等级及回路数、与电力网的连接方案等，并对发电厂电气主接线、与电力网有关的电气设备参数、系统对发电厂接入后的运行控制等提出技术要求。其目的是为发电厂项目核准和开展配套送出电网工程设计提供依据，为发电厂初步设计准备条件。发电厂接入系统设计涉及的地域范围及设计重点依据发电厂的特点而定。如为系统主力电厂，则重点研究与系统主网架有关的问题；大型水电厂则应研究扩大电力系统以充分发挥水电效益的问题；地区中小型发电厂则研究与地区电力网的关系问题。接入系统一次部分设计的主要内容包括：电力市场及电能消纳范围分析、接入系统方案论证、系统对发电厂的主要技术要求、提出发电厂电气主接线和主设备参数规范。

电力市场及电能消纳范围分析 按照审定的电力系统中期发展规划或有关的电源输电系统规划设计成果，提出适合发电厂接入系统设计的相关电网的负荷水平及负荷特性（见电力系统负荷），并对发电厂近区负荷发展进行详细分析。进行相关电网的电力电量平衡和调峰平衡，确定发电厂的工作容量及备用容量，研究发电厂装机容量及发电量的利用程度，提出发电厂电能的消纳范围和消纳方案。若有必要，还应进一步研究扩大电力网、设置季节性用户、设置调峰电源或是减少（或增加）装机容量的必要性及合理性，确定火电厂（核电厂）的设备年利用小时数。（见电力系统电力平衡和电力系统电量平衡）

接入系统方案论证 根据系统运行方式分析发电厂与电力系统的功率交换情况，并根据发电厂所在电力系统的特点、发电厂所处位置，提出发电厂接入系统方案。对提出的方案除进行经济比较计算外，还应从电力系统整体考虑，进行必要的电气计算以校核方案的技术性能。通过综合的技术经济比较，保证推荐的接入系统方案安全可靠、经济合理，并有一定的灵活性。（见电力系统中期发展规划）

系统对发电厂的主要技术要求 根据发电厂性质、出力和运行特点、接入系统方案以及电气计算的结果，提出系统对发电厂运行的基本技术要求。主要内容包括：①对发电厂调峰能力的要求；②对发电厂有功功率变化速率的要求；③对发电厂装设电力系统稳定器（PSS）装置的要求；④对发电厂参与系统调峰和调频运行的要求；⑤对发电厂调相和进相运行容量的要求；⑥对发电厂高压母线电压控制的要求；⑦对特殊发电厂接入系统还要提出电能质量考核的要求。

提出发电厂电气主接线和主设备参数规范 根据发电厂的规划容量、分期建设情况及接入系统方案，对发电厂电气主接线及主要电气设备参数提出要求。主要内容包括：①电气主接线的原则方案；②无功功率补偿设备配置方案，如装设高、低压并联电抗器的要求；③发电机的额定功率因数、功率因数运行范围要求；④发电机的励磁方式、暂态电抗及惯性常数等；⑤主变压器的调压方式、分接头范围及中性点接地方式；⑥断路器的断流容量、额定电流、分闸时间等。

接入系统二次部分设计 在接入系统一次部分设计结果和推荐方案的基础上，按照发电厂接入系统设计原则，提出由于该发电厂的接入而引起的相关输电线路及母线的继电保护，研究发电厂接入系统后保证主网安全稳定运行的技术措施，研究发电厂与电力系统调度中心之间实时运行信息的传输和交换，研究发电厂与电力系统之间的信息传送的通道组织及通信方式等。接入系统二次部分设计内容包括：接入系统继电保护设计、接入系统安全自动装置设计、接入系统调度自动化设计、接入系统通信设计。

接入系统继电保护设计 其范围包括由于该发电厂的接入而引起的有关输电线路及母线的继电保护。主要内容包括：①根据发电厂的重要性及系统电压等级，提出继电保护的配置原则及保护方案等；②对于线路保护要明确主保护的套数及构成原理、后备保护的性能、重合闸方式等技术要求；③对于母线保护、断路器失灵保护、过电压保护、故障录波装置、保护及故障信息管理子站等，应根据电压等级、电气主接线及系统运行的特点提出配置数量及技术要求；④进行必要的整定计算，检验继电保护配置方案的可行性与合理性。

接入系统安全自动装置设计 研究发电厂接入系统后保证主网安全稳定运行的技术措施。系统安全自动装置的作用是防止系统在紧急状态下发生失步、过负荷、频率或电压异常而引起系统事故；保证系统从发生故障到恢复正常运行的整个运行期内，进行实时控制，防止事故扩大。主要内容包括：①进行系统稳定计算，掌握系统发生故障后的运行特性；②安全自动装置的配置、设备选型、技术要求及数量的选择；③检验所配置的安全自动装置在系统中的效果。

接入系统调度自动化设计 研究发电厂与电力系统调度中心之间实行运行信息的传输和交换的专题设计。主要内容包括：①明确发电厂与所在系统的调度关系；②确定远动信息内容及传送方式；③对发电厂远动装置的功能、容量及选型提出要求；④对发电厂广域相量测量装置、电能量计量计费系统、实时报价系统的功能、选型提出要求；⑤确定该厂参与系统调频的可能性及必要性；⑥提出电力调度数据网接入方案和发电厂端电力二次安防部署方案；⑦校验该厂投入后对调度自动化计算机系统的影响，必要时应提出改建和扩建的意见。

接入系统通信设计 研究发电厂与电力系统之间的信息传送的通道组织及通信方式专题设计。主要内容包括：①分析研究该厂与系统为满足调度自动化、继电保护、安全自动装置等设施的要求所必需的信息量；②确定通信方式及通道组织方案；③提出由于该厂建设而引起相应的通信工程及其建设的主要规模、路由初步方案等；④提出主要通信设备选型的原则意见。

接入系统设计对拟定的发电厂配套工程项目，包括接入系统一次部分设计和接入系统二次部分设计，要进行投资估算，以明确发电厂的配套建设费用。

fadianji

发电机 (generators) 将机械能转换成电能的机械设备。主要由电枢（定子）和磁极（转子）构成。发电机分为直流发电机、同步发电机和异步发电机三大类，其工作原理都是基于电磁感应定律和电磁力定律。发电机是电力系统最重要的设备，电力系统运行特性主要由并联于系统中的发电机决定。发电机在工农业生产、国防、科技及日常生活中

有广泛的用途。

发展历史 1831年，英国科学家M. 法拉第（M. Faraday，见图1）将一个封闭电路中的导线通过电磁场，导线转动有电流流过电线，发现了电磁感应原理："当磁场的磁力线发生变化时，在其周围的导线中就会感应产生电流。"他制造了第一台发电机原型。1832年，法国人毕克西发明了手摇式直流发电机，其原理是通过转动永磁体使磁通发生变化而在线圈中产生感应电动势，并把这种电动势以直流电压形式输出；1866年，德国的维尔·冯·西门子与西门子公司其他工程师发明了人类第一台自励式直流发电机；1869年，比利时人格拉姆制成了环形电枢，发明了环形电枢发电机。这种发电机是用水力来转动发电机转子的，经过反复改进，于1847年得到了3.2kW的输出功率；1882年，爱迪生电灯公司在伦敦建立了第3座发电站，安装了3台110V直流发电机，可为1500个16W的白炽灯供电。英国电工詹姆斯·戈登建造了大型双相交流发电机。开尔文勋爵与塞巴斯蒂安·费兰蒂开发早期交流发电机，频率为100～300Hz。美国的戈登制造出了输出功率447kW、高3m、重22t的两相式巨型发电机；1889年，西屋公司在俄勒冈州建设了发电厂，1892年成功地将15000V电压送到了皮茨菲尔德。1891年，尼古拉·特斯拉取得了"高频率"（15 000Hz）交流发电机的专利。1896年，尼克拉·特斯拉的两相交流发电机在尼亚拉发电厂开始营运，3750kW、5000V的交流电一直送到40km外的布法罗市。



图1 M. 法拉第（Michael Faraday，1791—1867）

结构 发电机通常由定子、转子、端盖及轴承等部件构成。定子由定子铁芯、线包绕组（电枢绕组）、机座以及固定这些部分的其他结构件组成。转子由转子铁芯（或磁极、磁扼）绕组（励磁绕组）、护环、中心环、滑环、风扇及转轴等部件组成。轴承及端盖将发电机的定子，转子连接组装起来，使转子能在定子中旋转，做切割磁力线的运动，从而产生感应电动势，通过接线端子引出接入回路，就产生了电流。

类型 发电机按电枢绕组产生输出电压的性质可分为直流发电机和交流发电机；交流发电机按电枢绕组的相数又分为单相和三相发电机两种。交流发电机的转速与电网保持同步的，称为同步发电机；不保持同步的，称为异步发电机。一般电厂的发电机均为三相同步发电机。由汽轮机驱动的发电机称为汽轮发电机（见图2），转速较高，转子结构为隐极式，又称隐极发电机。由水轮机驱动的发电机称为水轮发电机，转速较低，转子结构为凸极式，又称凸极发电机。由内燃机驱动的发电机称为柴油发电机，它起动迅速，操作方便。由风力机驱动的发电机称为风力发电机。其他还有按照冷却介质不同分为空气冷却、氢气冷却、油冷却、水冷却和蒸发冷却发电机等。

现代电力系统中用到的有直流发电机，同步发电机，风力发电用的笼型异步发电机、双馈（绕线式）异步发电机和永磁同步发电机，以及柴油发电机等。

直流发电机 将机械能转换为直流电能的电磁机械。是

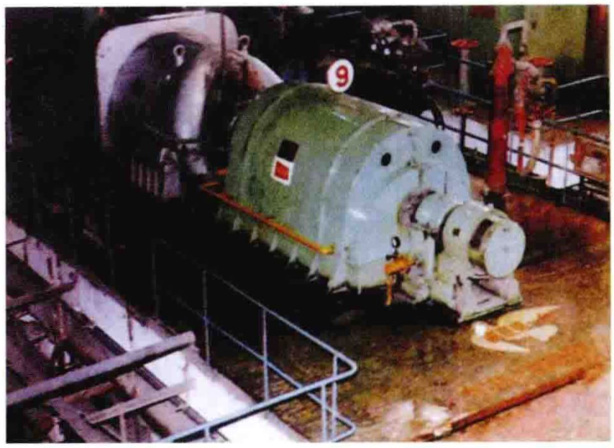


图2 国产第一台6MW汽轮发电机组（1954年在安徽淮南发电厂开发建设，1956年2月29日投入试运行，1993年1月5日退役）

以旋转电枢型的交流发电机借助换向器和电刷与外部电路连通而输出直流电，其构成是以电枢和换向器为转子，磁极为定子。当电枢在原动机机械转矩作用下，以转速 n 反时针方向旋转时，在电枢绕组导体中会感应交变电动势 e，经换向器和电刷变换成脉动直流电。

直流发电机结构如图3所示。

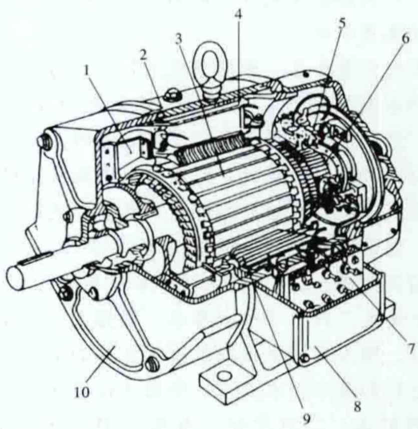


图3 直流发电机结构示意图

1—风扇；2—机座；3—电枢（铁芯和绕组）；4—主磁极铁芯；5—电刷装置；6—换向器；7—接线板；8—接线盒；9—励磁绕组；10—端盖

直流发电机有多种类型，通常按励磁方式分类为他励直流发电机和自励直流发电机两大类。他励直流发电机由其他直流电源供给，永磁直流发电机也属于这一类。自励直流发电机的励磁电流由电机本身供给，自励又可分为并励、串励和复励3种类型。并励发电机的励磁绕组与电机的电枢两端并联，由电机自身发出的端电压供给励磁电流；串励发电机的励磁绕组与电枢串联，发电机的负载电流同时也是其本身的励磁电流；复励发电机同时具有并励和串励的两种励磁绕组，由两者共同供给励磁电流。根据串绕组产生的磁势与并励绕组产生的磁势的作用双可分为积复励和差复励直流发电机两种。各种直流发电机的特性和用途见表。

直流发电机特性和用途

励磁方式		电压变化率	主要特性	用途
永磁		1%～10%	输出端电压与转速成线性关系	测速电机
他励		5%～10%	输出端电压随负载电流增加而降低，调节励磁电流可使端电压在较大范围内变化	电动/发电/电动机系统中，实现直流电动机的恒转速宽广调速
并励		20%～40%	输出端电压随负载电流增加而降低，降低幅度较他励时大，其外特性较软	充电、电镀、电解、冶炼、交通等
串励		—	有负载时才能输出端电压，输出电压随负载电流增大而上升	升压机
复励	积复励	<6%	输出端电压在负载变动时变化较小。电压变化率由串、并励的安匝比决定	直流电源
	差复励	较大	输出端电压随负载电流增加而迅速下降，甚至降认为零	自动舵控制系统执行电动机的直流电源

同步发电机　作发电机运行的同步电机，是一种最常用的交流发电机，其转速与电网频率同步。在现代电力工业中，它广泛用于水力发电、火力发电、核能发电以及柴油机发电。同步发电机一般采用直流励磁，当其单机独立运行时，通过调节励磁电流，能方便地调节发电机的端电压。若并入电网运行，因电压由电网决定，不能改变，此时调节励磁电流的结果是调节了电机的功率因数和无功功率。

同步发电机电枢绕组带上对称负载后，电枢绕组中的三相电流会产生另一个旋转磁场，称电枢反应磁场，与直流励磁磁场间无相对运动，其转速正好与转子的转速相等，两者同步旋转。同步发电机的电枢反应磁场与转子励磁磁场均可近似地认为都按正弦规律分布，这两种磁场在空间的电角度相位差取决于空载电动势 E_0 与电枢电流 I 之间的时间相位差，所以电枢反应磁场还与负载情况有关。当发电机的负荷载为电感性时，电枢反应起去磁作用，会会导致发电机的电压降低；当负载呈电容性时，电枢反应起助磁作用，会使发电机的输出电压升高。同步发电机的电压变化率为 20%～40%，一般用电负载都要求电压保持基本不变，因此，随着负载电流变化，必须相应地调整励磁电流。

同步发电机按其转速分为高速和低（中）速两种，两者结构上有很大差别。

（1）高速同步发电机用于火电厂及核电厂，通常称为汽轮发电机，其原动机为汽轮机或燃气轮机。它们在高速运转时具有高效率，因此发电机也要求为尽可能高的转速。在电网频率为 50Hz（60Hz），电机极对数最小为 1 时，电机的转速为 3000（3600）r/min。核电站多用 4 极电机，转速为 1500r/min（当电网频率为 60Hz 时，为 1800r/min）。转子采用隐极式结构，转子本体由高强度合金钢整块锻成，外表呈圆柱形，在圆柱表面开槽以安放直流励磁绕组，并用金属槽楔固紧，使电机具有均匀的气隙。为适应高速、高功率要求，高速同步发电机在结构上采用隐极式转子，转子本体轴向两端还装有金属的护环和中心环。护环是由高强度合金制成的厚壁圆筒，用以保护励磁绕组端部不至被巨大的离心力甩出；中心环用以防止绕组端部的轴向移动，并支撑护环。此外，为了把励磁电流通入励磁绕组，在电机轴上还装有集电环和电刷。

（2）低速同步发电机多数由较低速度的水轮机或柴油机驱动。电机磁极数由 4 极到 60 极，甚至更多。对应的转速为 1500～100r/min 及以下。由于转速较低，一般都采用对材料和制造工艺要求较低的凸极式转子。凸极式转子的每个磁极常由 1～2mm 厚的钢板叠成，用铆钉装成整体，磁极上套有励磁绕组。励磁绕组通常用扁铜线绕制而成。磁极的极靴上还常装有阻尼绕组。它是一个由极靴阻尼槽中的裸铜条和焊在两端的铜环形成的一个短接回路。磁极固定在转子磁轭上，磁轭由铸钢铸成。凸极式转子可分为卧式和立式两类。大多数同步电动机和内燃机或冲击式水轮机拖动的发电机，都采用卧式结构；低速、大容量水轮发电机则采用立式结构。①卧式同步电机的转子主要由主磁极、磁轭、励磁绕组、集电环和转轴等组成。立式结构必须用推力轴承承担机组转动部分的重力和水向下的压力。大容量水轮发电机中，此力可高达几千吨重力，所以这种推力轴承的结构复杂，加工工艺和安装要求都很高。②按照推力轴承的安放位置，立式水轮发电机分为悬吊式和伞式两种。悬吊式的推力轴承放在上机架的上部或中部，在转速较高、转子直径与铁芯长度的比值较小时，机械上运行较稳定。伞式的推力轴承放在转子下部的下机架上或水轮机顶盖上。负重机架是尺寸较小的下机架，可节约大量钢材，并能降低从机座基础算起的发电机和厂房高度。

风力发电机　风力发电机是由风力机驱动的发电机械。应用广泛的风力发电机是笼型异步发电机（见图 4）、双馈绕线式异步发电机（交流励磁发电机）和永磁同步发电机。

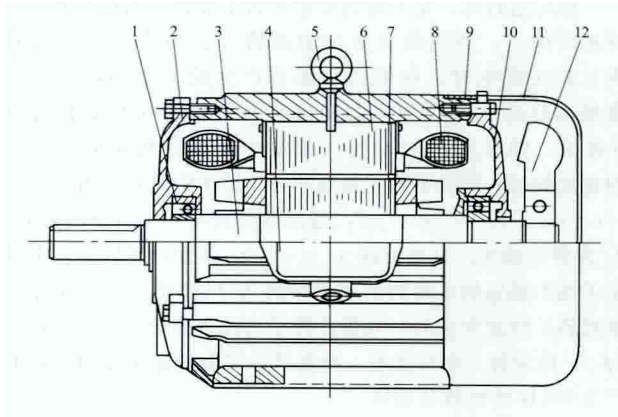


图 4　笼型异步发电机结构示意图

1—轴承；2—后端盖；3—转轴；4—接线盒；5—吊环；6—定子铁芯；7—转子；8—定子绕组；9—机座；10—前端盖；11—风罩；12—风扇

（1）笼型异步发电机是利用定子与转子间气隙旋转磁场与转子绕组中感应电流相互作用的一种交流发电机。在风力发电系统中，自然风吹动风力机，经齿轮箱升速后驱动异步发电机将风能转化为电能。笼型异步风力发电机由机端并联的电容器提供励磁和无功补偿，电容器提供的无功功率约为发电机容量的 30%。

笼型异步风力发电机由电网向定子对称三相绕组中通入对称三相交流电流，在气隙中形成旋转磁场。其转速 n_1 取决于电流的频率 f 和电机极对数 p，$n_1=60f/p$，称为同步转速。转速为 n_1 的旋转磁场在转子导条中产生感应电动势 e 和电流 i，电流 i 在磁场中受力 f，产生电磁转矩 T。若转子以转速 $n>n_1$，向 n_1 的方向旋转，则 T 为制动转矩。异步电机作电动机运行时，其转速 n 总是低于同步速 n_1，这时电机中产生的电磁转矩 T 与 n_1 转向相同。若异步电机由某原动机如风力机驱动至高于同步速的转速（$n>n_1$）时，则电磁转矩 T 的方向与 n_1 旋转方向相反，电机作为发电机运行，其作用是把机械功率转变为电功率。

笼型异步发电机是最早广泛应用的风力发电机，其主要特点是：①结构简单、鲁棒性好、控制方便、基本无需维护、造价较低。②过载能力强，无失步问题。③异步发电机本身没有励磁，需要并联电容器提供励磁。无功功率的消耗量不可控，它随风况而变化，因此需要无功补偿装置。④异步发电机采用直接并网方式，并网瞬间存在很大的冲击电流，可能达到其额定电流的7～8倍。因此，为限制冲击电流，异步发电机应在接近同步转速时逐步并网，并加装晶闸管软起动限流装置。⑤由于固定速运行，所有风速波动都会进一步转换为机械转矩的波动和电网电功率的波动，在弱电网中还可能导致电压的波动和显著的线路损耗。笼型异步发电机对其输出电能质量的控制能力是很有限的。

（2）双馈异步发电机系统包括绕线式异步发电机、变换器和控制环节。其定子绕组直接接入工频电网，发电机发出的电力主要经定子绕组直接输入电网。转子采用三相对称绕组，经背靠背的双向电压源功率变换器与电网相连，给转子绕组通入频率、幅值、相位可调的交流励磁电流。功率变换器容量约为电机额定容量的30%。

稳定运行时，定子旋转磁场和转子旋转磁场在空间中保持相对静止。当绕线式异步电机转子三相绕组中通入对称三相交流电时，在电机气隙内产生旋转磁场，此旋转磁场的转速 n_2 与所通入的交流电的频率 f_2 电机的极对数 p 有关，即有 $n_2=60f_2/p$。若定子旋转磁场在空间以 n_1 的速度旋转，则转子旋转磁场相对于转子的转速 n 为 $n_2=n_1-n=n_1-(1-s)n_1=n_1s$，进而可得到 $f_2=f_1s$，s 为转差，f_2 为转差频率。只要维持 $n_1=n\pm n_2$ 不变，则异步发电机定子绕组感应的电动势的频率始终为 f_1 不变。所以在异步电机转子转速变动时，只要在转子三相绕组中通入转差频率（f_1s）的对称三相交流电，则在异步发电机定子绕组中就能产生50Hz的恒频电动势。

转子绕组端口电功率的流向取决于转差率。根据双馈异步电机转子转速 n 的变化，可以运行在三种状态：①超同步运行状态。此时 $n>n_1$，改变转差频率为 f_2 的转子电流的相序，则其所产生的转子磁场转速 n_2 的方向和转子旋转方向相反，$n_1=n-n_2$。转子向电网输出功率。②亚同步运行状态。此时 $n<n_1$，由转差频率 f_2 的转子电流产生的转子磁场旋转 n_2 的方向和转子旋转方向相同，$n_1=n+n_2$，电网向转子输入功率。③同步运行状态。此时 $n=n_1$，转差频率 $f_2=0$，即通入转子电流的频率为0，为直流电流，该工况与常规同步发电机一样。

双馈异步风力发电机系统的主要特点是：①发电机调速范围很宽，可以在同步速上下±33%以内范围内实现调速运行。②能连续变速运行，风能转换率高。③只有部分功率经过变换器（约15%），变换器成本相对较低。④电能质量好，输出功率平滑，定子侧功率因数可调，可以单位功率因数运行。⑤能参与电网的有功调节，提高电力系统运行稳定性。⑥并网简单，无冲击电流。⑦降低了桨距控制的动态响应要求，改善了作用于风轮桨叶上机械应力状况。⑧双向变换器结构和控制较复杂。⑨仍然有滑环和电刷，电刷与滑环间存在机械磨损。⑩变换器过载能力差。

（3）永磁同步风力发电机利用风力带动风力机叶片旋转，驱动永磁同步发电机的转子旋转，实现发电。永磁同步发电机转子为永磁式结构，不需外部提供励磁电源，提高了效率。它的变频恒速控制是在定子回路中实现的，把永磁同步发电机的变频交流电通过变频器转变为电网同频的交流电，实现风力发电的并网，因此变频器的容量与系统的额定容量相同。直驱式永磁同步发电机型风力发电系统的特点：①可连续变速运行，既可超同步运行也可以亚同步运行，风能转换率高。②可降低桨距控制的动态响应要求，改善桨叶上机械应力状况。③励磁不可调，感应电动势随转速和负载变化。采用可控PWM整流或不控整流后接DC/DC变换，可维持直流母线电压基本恒定，同时还可控制发电机电磁转矩以调节风轮转速。④在电网侧采用PWM控制的变换器把发电机发出的电逆变成恒定频率和电压的三相交流电，对电网波动的适应性好。⑤转子无励磁绕组，磁极结构简单、可以做成多极电机。⑥同步转速降低，使风力机和永磁发电机可直接耦合，省去了齿轮增速箱，减小了发电机的维护工作并降低噪声。⑦永磁发电机体积大、重量重，成本高。⑧全功率全控变换器控制复杂，增加了损耗和成本。

柴油发电机　柴油发电机组是一种由内燃机驱动的发电机。它以柴油等为燃料，以柴油机为原动机带动发电机发电的动力机械。整套机组一般由柴油机、发电机、控制箱、燃油箱、起动和控制用蓄电瓶、保护装置、应急柜等部件组成。整体可以固定在基础上，定位使用，亦可装在拖车上，供移动使用。柴油发电机组属非连续运行发电设备，若连续运行超过12h，其输出功率将低于额定功率约90%。柴油发电机转速通常在1000r/min以下，容量在几千瓦到几千千瓦之间，尤以200kW以下的机组应用较多。柴油发电机组广泛应用于通信、采矿、筑路、林区、农田灌溉、野外施工和国防工程等各部门，也是发电厂的备用电源和自备电站中的一种交流供电设备。对于城市供电，供电可靠性要求高，不允许停电和要求几秒内能迅速恢复供电的单位，例如通信、银行、宾馆、机场等重要部门，柴油发电机组可作为应急备用电源，一旦市电停电能迅速提供稳定的交流电源。

柴油发电机组运行的特点是：柴油发电机组与汽轮发电机组相比，其特点是：①每单位出力的体积小，重量轻，系统简单，一般多为整体配套。因此，柴油机电站建设速度快。②柴油机发电的热效率较高，而且部分负荷或轻负荷时，每单位出力的燃料消耗量的变化不大。③柴油发电机组的起动、带负荷和停机时间都较短，它可以随时起动，更适于作应急电源。④柴油发电机组操作维修较汽轮发电机组简单、方便。但是，柴油发电机组也有一些缺点：①仅能使用液体燃料，燃料价格较贵，故电能成本较高。②柴油机磨损

较大，寿命较短，检修比较频繁。运行稳定性和过负荷能力比蒸汽动力装置差。③运行中机组的振动和噪声大，工人操作条件较差。④发电机的磁极表面必须设有制动线圈，才能便于机组的起停。

运行特性 表征同步发电机性能的主要是空载特性和负载运行特性。

空载特性 发电机不接负载时，电枢电流为零，称为空载运行。此时电机定子的三相绕组只有励磁电流 I_f 感生出的空载电动势 E_0（三相对称），其大小随 I_f 的增大而增加。但是，由于电机磁路铁芯有饱和现象，所以两者不成正比。反映空载电动势 E_0 与励磁电流 I_f 关系的曲线称为同步发电机的空载特性。

负载特性 发电机在规定的额定负载、额定转速和频率状态下，电枢电压和励磁电流之间的函数关系。在各种不同的负载特性中，最主要的是功率因数为零时的负载特性，它是同步发电机带上纯电感负载，保持负载电流 I 为一常数，发电机端电压随励磁电流变化的特性曲线。它是一条与空载特性曲线大体平行的曲线。通过空载特性和零功率因数负荷载特性可以确定与电枢漏抗相当的保梯电抗（potier reactance）以及与额定电枢电流产生的直轴电枢反应磁动势相对应的励磁电流值，并可进一步通过作图法画出发电机外特性。外特性是当转速和励磁电流为常数时，发电机端电压 U 随负载电流 I 之变化的曲线。一般用端电压变化率 ΔU 来衡量端电压随负载电流变化的程度：

$$\Delta U=\frac{U_0-U_N}{U_N}\times 100\%$$

U_0、U_N 在分别为发电机空载和额定负载时的端电压。不同性质负载情况下，端电压随负载电流的变化规律是不同的。在电阻负载时，端电压随负载电流增加而下降；在电感负载时，端电压随负载电流增加而下降，且比电阻负载时严重；在电容负载时，端电压随负载电流增加而上升。

发电机调整特性是转速和端电压为额定值、负载功率因数为常数时，励磁电流 I_f 与负载电流 I 之间的关系。同步发电机的电压变化率约为 20%～40%。一般工业和家用负载都要求电压保持基本不变。为此，随着负载电流的增大，必须相应地调整励磁电流。调整特性的变化趋势与外特性正好相反，对于感性和纯电阻性负载，它是上升的，而在容性负载下，一般是下降的。

冷却系统 由于电机中能量损耗和电机的体积成正比，它的量级与电机线度量级的三次方成比例，而电机散热面的量级只是电机线度量级的二次方。因此，当电机尺寸增大时（受材料限制，增大电机容量就得加大其尺寸），电机每单位表面上需要散发的热量就会增加。

发电机的单机容量不断增大，电机的体积也相应增大。由于材料强度的限制，二极汽轮发电机转子本体的直径不能超过约 1.3m，要增大容量，只有加长转子轴向长度。大型发电机的转子长度达到 8m，已接近极限，因此要增大单机容量，只有加大电机的电磁负荷，这将引起损耗能的增加。因此，必须采取必要的措施加强发电机的冷却。5 万 kW 以下的汽轮发电机，多采用闭路的空气冷却系统，用电机内的风扇吹拂发热部件降温。5 万～60 万 kW 的发电机，广泛使用氢冷，氢气（纯度 99%）的散热性能比空气好，用它来取代空气不仅散热效果好，而且可使电机的通风摩擦损耗大为降低，从而能显著提高发电机的效率。但是，采用氢冷必须有防爆和防漏措施，这使电机结构更为复杂，也增加了电极材料的消耗和成本。此外，还可采用水内冷，水的相对冷却能力为空气的 50 倍，带走同样的热量，所需水的流量比空气小得多。因此，在线圈里采用一部分空心导线，导线中通水冷却，就可以大大降低电机温升，延缓绝缘老化，增长电机寿命。

fadianji baohu

发电机保护

（generator protection） 反应发电机故障和异常运行的主设备保护。发电机保护检测发电机故障或不正常运行状态，并发出告警信号或跳闸、灭磁、停机等操作指令，防止损坏发电机（见图 1），并减小对电力系统的影响。



图 1 华能玉环电厂主机（中国首个百万千瓦超超临界燃煤发电机组，一期工程荣获 2008 年国家优质工程金质奖）（中国华能集团公司 提供）

发电机的故障及异常形式与保护配置 发电机结构复杂，可能发生的故障和异常运行工况种类繁多，需要相应配置功能齐全、性能完善的继电保护。

（1）发电机定子绕组及其引出线的相间短路故障。这些故障会引起巨大的短路电流，严重烧毁发电机，需要装设瞬时动作的纵差保护。

（2）发电机一相绕组匝间短路故障，要求装设专用匝间短路保护。当定子绕组为星形接线、每相有并联分支且中性点侧有分支引出端时，可装设零序电流横差保护、裂相横差保护或不完全纵差保护；当定子绕组为星形接线、中性点只有三个引出端时，可装设负序功率方向保护、纵向零序电压保护等。

（3）发电机定子绕组单相接地故障。反应此类故障的保护主要有基波零序电压保护、三次谐波电压保护和外加电源式定子接地保护等，保护一般带时限动作于信号，必要时也可以动作于切机。

（4）发电机转子绕组及励磁回路接地故障，分为一点接地和两点接地故障。励磁回路一点接地构不成电流通路，对发电机不会构成直接的危害，但如不及时处理，可能再发生第二点接地，严重威胁发电机安全。水轮发电机一般只装设一点接地保护，动作于信号；而汽轮发电机一般需装设一点接地保护和两点接地保护，后者动作于跳闸。

（5）发电机励磁电流异常下降（低励）或完全消失（失磁）故障。不允许失磁运行的发电机及失磁运行对电力系统有重大影响的发电机应装设专用的低励失磁保护。

(6) 发电机外部短路故障。为了防止外部故障没有及时切除而危及发电机的安全，装设反应外部短路的定子绕组过电流保护作为后备保护，通常采用复压过电流保护、负序过电流保护、单元件低压起动过电流保护、带电流记忆（保持）的低压过流保护等。

(7) 对于因负荷超过发电机额定容量而引起的三相对称过负荷，应装设定子绕组过负荷保护。

(8) 不对称负荷、非全相运行或外部不对称短路引起的发电机负序电流，可能引起转子表层过热，应装设转子表层过负荷保护（负序电流保护）。

(9) 对于突然甩负荷引起的定子绕组过电压，水轮发电机和 100MW 及以上汽轮发电机应装设定子绕组过电压保护。

(10) 对于励磁系统故障或强励磁时间过长而引起的转子绕组过负荷，100MW 及以上采用半导体励磁的发电机，应装设励磁绕组过负荷保护。

(11) 对于汽轮机主汽门突然关闭或水轮机误关导叶而出现的发电机变电动机运行的异常工况，应装设逆功率保护。

(12) 为了防止过励磁引起发热而损坏铁芯，300MW 及以上发电机应装设过励磁保护。

(13) 对于 300MW 及以上发电机，为保证系统振荡过程中发电机的安全，应装设专门的失步保护。

(14) 其他。反应轴电流异常的轴电流保护、反应汽轮机低频运行的低频保护、反应水冷发电机断水的断水保护、专用于发电机起动或停机过程的起停机保护等。

发电机保护的配置主要依据其可能发生的故障形式，同时也需要考虑很多其他因素，主要有发电机类型、容量大小、中性点引出方式、中性点接地方式、与系统之间接线方式和励磁方式等。

发电机保护动作出口方式 主要指发电机保护动作时所作用的断路器、调节设备及声光信号等的组织和操作形式，依据故障和异常运行状态的性质、保护的选择性要求以及动力系统的具体条件等选择。

(1) 停机：断开发电机断路器、灭磁，汽轮发电机关闭主汽门，水轮发电机关闭导水翼。

(2) 解列灭磁：断开发电机断路器、灭磁，汽轮机甩负荷。

(3) 解列：断开发电机断路器，汽轮机甩负荷。

(4) 减出力：将原动机输出功率减小到给定值。

(5) 缩小故障影响范围：例如断开预定的其他断路器。

(6) 程序跳闸：对汽轮发电机，首先关闭主汽门，待逆功率继电器动作后，再跳开发电机断路器并灭磁；对水轮发电机，首先将导水翼关到空载位置，再跳开发电机断路器并灭磁。

(7) 减励磁：将发电机励磁电流减小到给定值。

(8) 励磁切换：将励磁电源由工作励磁电源切换到备用励磁电源系统。

(9) 厂用电源切换：由厂用工作电源切换到备用电源供电。

(10) 分出口：动作于单独回路。

(11) 信号：发出声光信号。

发电机保护形式 包括发电机纵差保护、发电机横差保护、发电机定子绕组单相接地保护、发电机励磁回路接地保护、发电机负序电流保护、发电机失磁保护、发电机失步保护等。

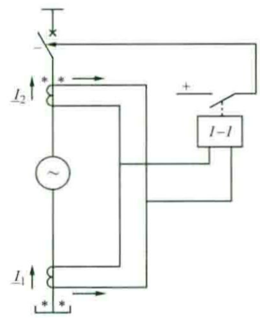


图 2 发电机纵差保护原理接线图

发电机纵差保护 由发电机机端与中性点侧同相电流之差构成的差动保护，其单线原理接线图如图 2 所示，工作原理与线路电流差动保护类似（见*电流差动式纵联保护*）。发电机纵差保护也被称为发电机纵差动保护，作为发电机内部相间短路故障的主保护，一般瞬时动作于机组停机。

上述纵差保护利用机端和中性点的全相电流形成差动电流，不能反映同相匝间短路。通常大型发电机每相定子绕组为两个或多个并联分支，若仅引入中性点侧部分分支电流与机端同相全部分支电流来构成差动保护，可同时反应相间和同相匝间短路，这种纵差保护称为不完全纵差保护，其原理接线图如图 3 所示。通过选择适当的电流互感器变比，可以保证正常运行及外部故障时没有差流，而在发生相间和匝间短路均会产生差流。对应的，反应全相电流的纵差保护称为完全纵差保护。

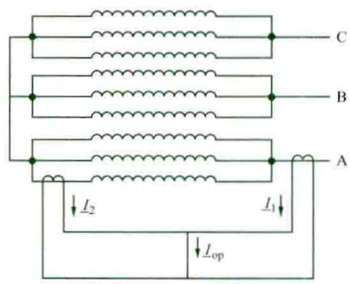


图 3 发电机不完全纵差保护原理接线图

发电机横差保护 针对定子绕组每相有两个或更多个并联分支的大容量发电机，通过反应定子绕组两个支路电流之差构成的保护，也称为横差动保护，包括单元件横差保护和裂相横差保护。

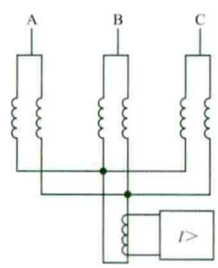


图 4 单元件横差保护原理接线图

单元件横差保护。原理接线如图 4 所示，利用中性点连线上的电流构成的差动保护，适用于多分支定子绕组且有两个以上中性点引出端子的发电机。发电机正常运行时，各绕组电动势相等，中性点连线上几乎没有电流产生；而同相匝间短路时，同相各绕组中电动势不再相等，因电动势差在各绕组间产生较大的环流流过中性点连线，保护动作。单元件横差保护能反应定子绕组匝间短路、相间短路和分支开焊故障，由于反应具有零序性质的中性点连线上电流，故又称零序横差保护。

裂相横差保护。原理接线如图 5 所示，利用每相一部分分支电流之和与另一部分分支电流之差构成的差动保护。发电机正常运行时，同相各分支绕组电动势相等，流过相等的负荷电流，几乎不产生差流；发生同相匝间短路时，同相各绕组中的电动势和电流不再相等，将产生较大的差流，保护

动作。裂相横差保护能反应定子绕组匝间短路和相间短路。如果可将所有分支分成两组，每组分支数相同，则称完全裂相横差保护，否则称为不完全裂相横差保护。

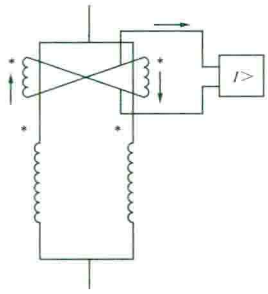


图 5　裂相横差保护原理接线图

发电机定子绕组单相接地保护　定子绕组与铁芯间绝缘破坏而引起的定子单相接地故障是发电机最常见的故障之一，由于发电机中性点一般采用非有效接地方式（见发电机中性点接地方式），单相接地故障时短路电流小，检测难度较高。发电机定子绕组单相接地保护可分为两类：第一类是利用发电机自身电气量作为特征电量的定子绕组单相接地保护，包括基波零序电压保护、零序电流保护和三次谐波电压保护等；另一类是利用外加低频电压源的定子绕组单相接地保护，常简称为注入式或外加电源式定子绕组接地保护。

（1）基波零序电压保护。利用单相接地故障时发电机机端或中性点侧会产生零序电压构成定子接地保护，该零序电压大小与故障点位置有关，中性点处接地故障时零序电压为 0，机端接地故障时零序电压最大。为保证选择性，基波零序电压保护的动作电压要躲过正常运行时的最大不平衡电压，以及变压器高压侧单相接地时在机端产生的零序电压。因此，中性点附近接地故障时，零序电压很小，保护存在动作死区。

（2）零序电流保护。利用定子绕组接地故障时在零序电压作用下经各相对地电容产生的零序电流构成定子接地保护。故障点位于发电机中性点附近时，接地电容电流很小，保护也存在动作死区。

（3）三次谐波电压保护。由于发电机气隙磁通密度的非正弦分布和铁芯饱和的影响，在定子绕组中感应的电动势除基波分量外，还含有高次谐波分量。分析表明，发电机正常运行时中性点侧三次谐波电压总是大于机端的三次谐波电压。而定子绕组发生单相接地时，中性点侧和机端的三次谐波电压随故障点位置有图 6 所示的关系。三次谐波电压保护利用机端三次谐波电压 U_{S3} 为动作量，而用中性点侧三次谐波电压 U_{N3} 作为制动量，以 $U_{S3} \geq U_{N3}$ 作为动作条件。该保护可以反应中性点侧约 50% 范围以内的接地故障，且对中性点附近的故障具有很高的灵敏度。

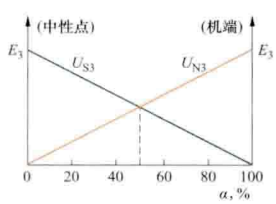


图 6　中性点电压 U_{S3} 和机端电压 U_{N3} 随故障点的变化曲线

利用基波零序电压保护和三次谐波电压保护保护范围的重叠，可构成 100% 定子绕组单相接地保护。

（4）注入式定子绕组接地保护。由发电机中性点变压器或发电机机端电压互感器开口三角形处注入低频信号，通过检测注入端低频电压、电流信号，计算定子绕组对地绝缘电阻，根据其大小实现接地故障的保护。这种方式不仅在发电机运行状态下，而且在发电机静止、起动或停机过程中均能检测故障。

发电机励磁回路接地保护　包括一点接地保护和两点接地保护。当配置有两点接地保护时，在一点接地保护装置动作发出信号后，投入两点接地保护，此后若励磁回路再发生另一点接地，则保护动作于停机。

励磁回路一点接地保护有多种形式，使用较多的是切换式转子一点接地保护和低频注入式转子一点接地保护。

切换式转子一点接地保护。其原理如图 7 所示，保护按给定周期不停地对电子开关 S1 和 S2 交替进行开合切换操作（即任何时候只有一个开关闭合，而另一个开关断开，交替轮换，故又称为乒乓式转子一点接地保护），对不同开关状态下的电压回路方程进行求解，可确定故障点位置和接地电阻大小，当接地电阻值小于整定值时保护动作。

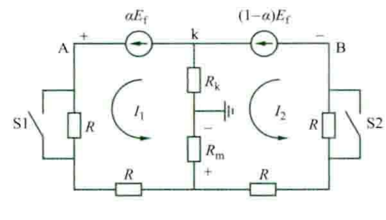


图 7　切换式转子一点接地保护原理图

低频注入式转子一点接地保护。主要包括直流电压注入式、工频电压注入式以及低频方波电压注入式等多种形式。对励磁回路外加注入信号，根据检测到的信号计算接地电阻实现接地保护。其中，低频方波电压注入式保护原理简单，保护灵敏度和精度较高，在大型发电机中得到广泛应用。

发电机负序电流保护　定子绕组中负序电流会引起发电机转子发热和振动，威胁发电机安全，必须装设与其承受负序电流能力相匹配的负序电流保护。一般机组承受负序电流的能力主要由转子表层发热情况来确定，故又称为转子表层过热保护。

负序电流保护主要有定时限负序过电流保护和反时限负序过电流保护两种。定时限负序过电流保护采用两段式，低定值段按躲过发电机长期允许的负序电流值整定，延时动作于信号。高定值段按照发电机短时允许的负序电流整定，同时还应与相邻元件的后备保护在灵敏系数上配合，延时动作于跳闸。

反时限负序过电流保护的动作时间与负序电流大小成反比，即负序电流越大，保护动作越快，可与发电机发热特性较好地配合。当发生严重故障时保护以较快速度动作以保证发电机安全，而在发生较轻微异常时则利用发电机裕度，减少停机冲击，充分发挥机组的效益。

发电机失磁保护　发电机失磁故障指发电机的励磁突然全部消失或部分消失。失磁后定子侧和转子侧各相关电量会发生变化，根据这些电量的变化特征和规律，形成失磁保护的各种判据，主要包括机端测量阻抗判据、转子低电压判据、变压器高压侧低电压判据、定子过电流判据等。

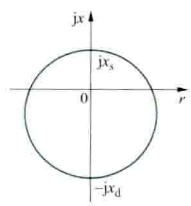


图 8　汽轮发电机静稳阻抗圆

机端测量阻抗判据。带有不同有功功率的汽轮发电机，因失磁处于临界失稳时，其机端测量阻抗的轨迹为一个圆，称为静稳阻抗圆或静稳边界圆（见图 8），圆内为静稳破坏区。因失磁失稳而进入临界异步运行，其机

端测量阻抗的轨迹也为一个圆，称为异步阻抗圆或异步边界圆（见图9），圆内为异步运行区。水轮发电机失磁时也有类似的静稳边界和异步边界。可通过计算机端阻抗，并与边界特性比较，判断发电机是否因失磁进入失稳或异步运行状态，从而构成失磁保护的主判据。

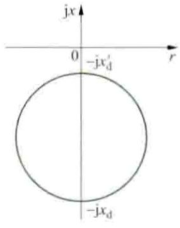


图9 汽轮发电机异步阻抗圆

转子低电压判据。由各种原因引起的发电机失磁，其转子励磁绕组电压均会降低，根据此特点形成失磁保护的转子低电压判据。由于转子电压易受其他因素影响发生变化，转子低电压判据一般仅用作辅助判据。此外，维持发电机静态稳定所需的最低转子电压与有功功率之间存在着确定的关系，也可综合利用转子电压与发电机有功功率构成失磁保护判据。

变压器高压侧低电压判据。发电机失磁后，将从电力系统中吸收无功功率，对于无功储备不足的系统，有可能在发电机失去静稳之前，导致电网电压大幅降低，威胁系统稳定运行。因此，可以采用低电压判据作为辅助判据，监视变压器高压侧母线电压，当电压低于安全运行允许值时，加速失磁保护动作。

定子过电流判据。发电机失磁后，定子电流一般大于额定电流，可以采用定子过电流判据作为辅助判据来提高失磁保护的可靠性。

发电机失步保护　发电机与系统失步时，引起发电机剧烈的电气量振荡和机械振动，将严重影响发电机和系统的安全稳定运行。因此，大型发电机需要装设失步异常运行保护（简称失步保护）。

实用中失步保护主要采用机端测量阻抗运动轨迹及其随时间变化特征来构成失步保护判据。其构成有多种具体形式，如双阻抗元件式失步保护、三阻抗元件式失步保护、多阻挡器型阻抗元件式失步保护等，但基本原理相近，即利用若干个阻抗元件将阻抗平面分成几个不同的区域，通过判断机端测量阻抗轨迹穿越相应区域的次数和时间，来判定是否发生失步。

参考书目

张保会，尹项根．电力系统继电保护．北京：中国电力出版社，2005.

贺家李，李永丽，董新洲，等．电力系统继电保护原理．4版．北京：中国电力出版社，2010.

fadianji zhongxingdian jiedi fangshi

发电机中性点接地方式

（neutral grounding of generator）　发电机定子绕组星形接线的中性点和发电厂地网之间的连接方式。发电机中性点接地的目的是严格限制接地故障电流的危害。世界上应用最多的为谐振（消弧线圈）接地和高电阻接地。对于中小型发电机，因接地电容电流较小，一般可采用不接地方式。

对发电机接地故障电流的允许值，国内外先后进行了大量研究。为了防止定子铁芯的烧损，中国建立了“安全接地电流”的新观念，其值分别规定：6kV及以下的发电机为4A；10kV者为3A；13.8～15.75kV者为2A；18kV及以上者为1A。除列入中国DL/T 620—1997《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》与GB 14286—2006《继电保护和安全自动化装置技术规程》外，还被许多国家承认和接受。

谐振（消弧线圈）接地　发电机中性点经消弧线圈与地网连接的接地方式。发电机中性点经消弧线圈接地时，因接地电流小于安全接地电流，电弧可瞬间熄灭，能有效降低电弧接地暂态过电压，防止发电机定子铁芯烧损。一旦发生永久接地，可带故障继续运行，也可用自适应式微机接地保护等装置瞬间切机。

利用该消弧线圈和电压谐振法，无需增加专用大型试验装置，即可完成大型水轮发电机的工频耐压试验。

高电阻接地　发电机中性点经高电阻与地网连接的接地方式。发电机中性点经高电阻接地时，接地故障电流的允许值规定为5～15A，目的是当发生接地故障后自动切机。这在西方国家早已采用。但其接地故障电流显著地超过了安全接地电流，因此随着单机容量的不断增大，该接地方式已很少采用，对于大型的水轮发电机则更加不适用。

fadian jizu chuli guanli

发电机组出力管理

（output management of generating unit）　对发电机组的发电出力从制定考核标准到运行调度的管理工作。主要包括规定机组最大和最小可调出力以及发电机组出力的运行调度。

规定机组最大和最小可调出力　由于各种原因，有时发电机组达不到铭牌出力（见电力系统最大可调出力）。经过技术分析，按月或按季排出各发电机组的最大可调出力表和全厂综合最大可调出力表。发电机组最小可调出力受机组安全稳定运行条件的限制，也需要编制各机组和全厂综合最小可调出力表。发电厂要制定措施，实现最大、最小可调出力的要求。电力行政主管部门除对各发电厂的最大、最小出力进行审核批准并考核其执行情况外，还应协助其实现。

发电机组出力的运行调度　电力系统总的发电出力要适应负荷的变化，并不断进行调整。这些调整（包括机组开停）按照调度部门事先编制的计划进行。计划给出各发电厂每日96点发电出力曲线和机组开停时间表。

fadian jizu chuli tiaojie texing

发电机组出力调节特性

（regulation characteristic of generation unit）　在保证设备安全条件下发电机组有功出力的最大增降速度。正常运行的发电机组参与自动发电控制或经济调度控制，发电机组的出力增降速度能否适应电力系统负荷的增降速度关系到电力系统频率质量。机组的出力范围受上下限约束。

水电机组具有较宽的出力调整范围，一般可达额定容量的50%以上。水电机组起动快速，并可迅速增长出力，一般3～5min或更短时间即可由零达到额定出力。

火力发电厂的锅炉和汽轮机都受允许的最小技术负荷的限制，其中锅炉为25%（中温中压）～70%（高温高压）的额定容量；汽轮机为10%～15%的额定容量。因此，火力发电厂的出力调整范围不大。限制火力发电机组的出力增降速度的因素包括：①汽轮机转子及汽缸、锅炉

的厚壁部件在负荷变化时引起的热应力；②汽轮机转子膨胀引起的振动；③蒸汽的温度与压力变化的允许偏差；④锅炉燃烧、水位等自动控制的调节能力；⑤所用燃料的种类等，因此发电机组的负荷增减速度不能过快，在50%～100%额定负荷范围内，每分钟仅能变化2%～5%。一般火力发电机组的出力调整速度如表所示。1000MW 机组是目前电网的主力机组，机组的最小出力可以达到额定出力的30%～40%；出力调整速度为15MW/min，一般能达到20MW/min。火电机组从冷备用状态增加负荷到额定出力状态，受到锅炉汽机等各环节技术限制，出力增加速度要低于正常调节速度。

发电机组出力调节速度

机组容量(MW)	燃料种类	平均出力调节速度	
		以有名值表示(MW/min)	以百分值表示(%/min)
180～780	煤	2～10	1～2
	油	3～16	1.5～2.5

具体机组的出力调节速度应根据制造厂说明或通过试验确定。

fadian jizu yici tiaopin xingneng

发电机组一次调频性能 (primary frequency regulation performance of generation unit) 当电力系统频率偏离目标频率时，发电机组通过调速系统的自动反应，调整有功出力减少频率偏差的能力。一次调频是并网机组提供的基本辅助服务之一。发电机组一次调频性能可依据一次调频死区、调差系数、一次调频最大调整负荷、负荷响应滞后时间、最大负荷调整幅度、调整幅度的偏差、一次调频贡献电量这七个指标进行考核。

一次调频死区。不同类型机组的一次调频死区设置不同，一般水电机组的调频死区比火电机组小。

调差系数。在调速系统静态特性曲线上，一次调频表现为负荷点在静态特性曲线上移动。通常可近似将该曲线视为一条直线，定义曲线斜率的负倒数为调差系数。调差系数的计算公式为

$$\delta=\frac{\Delta f/f_N}{\Delta P/P_{GN}}\times 100\%$$

式中 P_{GN}是发电机的额定功率；f_N 是系统额定频率；Δf 是电网频率变化量；ΔP 是发电机组有功功率变化量。调差系数的大小对维持系统频率的稳定影响很大，调差系数越小，则机组的频率响应越灵敏。为了减小系统频率波动，一般要求汽轮机调速系统的调差系数为4%～5%，水轮发电机组的调差系数不大于4%。

一次调频的最大调整负荷。通常机组一次调频的最大可调负荷越大，越有可能在需要时贡献更多的有功功率。

负荷响应滞后时间。从电网频率越过机组一次调频的死区开始，到机组的有功功率输出开始变化所需的时间。负荷响应滞后时间越短，机组的一次调频性能越好。

最大负荷调整幅度。从电网频率越过机组一次调频的死区开始计时的一定时间内，或者到电网频率恢复到机组的一次调频的死区范围以内为止，机组的有功功率相应进行调整（频率越下限时增加有功、频率越上限时减少有功）的幅度。负荷调整幅度越大，说明机组的一次调频性能越好。

调整幅度的偏差。在电网频率变化超过机组一次调频死区时开始的一定时间内，机组实际出力与响应目标偏差的平均值。该偏差越小，说明机组的出力调节越精确，其一次调频性能越好。

一次调频贡献电量。系统频率超过以及恢复到一次调频死区之间，机组一次调频的贡献积分电量，具体统计公式为

$$H_i=\pm\int_{t_0}^{t_t}(P_t-P_0)\mathrm{d}t$$

式中 H_i 为机组的一次调频贡献积分电量；t_0 为系统频率超过机组一次调频动作死区的时刻；t_t 为系统频率进入机组一次调频动作死区的时刻；P_t 为 t 时刻机组实际发电有功功率；P_0 为 t_0 时刻机组实际发电有功功率。式中正负号（±）的选择：当频率高于一次调频死区时采用负号（－），当频率低于一次调频死区时采用正号（＋）。

机组的贡献电量越大，说明机组对系统频率调整所做出的贡献越大。

fadian jizu zuida zuixiao chuli

发电机组最大最小出力 (maximum and minimum output of generation unit) 发电机组在保证长时间安全运行的条件下所能达到的最大和最小出力。最大出力即为机组的额定出力；最小出力则随机组的类型、性能和使用的能源不同而异。经过长期运行的发电机组，由于使用年限过长和存在缺陷以及检修改造等原因，其最大最小出力会发生变化。确定最大最小出力的目的在于使电力系统调度部门能妥善安排发电出力以满足电力系统调峰的需要。

限制火力发电机组最小出力的因素有：①锅炉燃烧是否稳定，主蒸汽温度和锅炉水位的控制能否顺利进行和炉膛是否结焦等；②汽轮机末几级叶片是否受到汽水浸蚀和汽缸的膨胀差问题等。具体机组的最小出力应根据制造厂说明或通过试验确定。为了电力系统调峰的需要，对有的机组进行了技术改造，还有的采用降低汽压的变压运行方式，以降低发电机组的最小出力，解决因温度变化而引起的问题。一般常规火电机组的平均最小出力值范围如表所示。1000MW 机组是电网的主力机组，机组的最小出力可以达到额定出力的30%～40%。

常规火力发电机组最小出力

机组额定出力(MW)	燃料种类	机组最小出力	
		以有名值表示(MW)	额定出力百分值(%)
180～660	煤	70～270	38～40
	油	50～200	28～36

fadian xitong jianxiu jihua youhua

发电系统检修计划优化 (optimization of generating unit maintenance scheduling) 发电系统中以系统总可靠性或/和经济性为目标函数，并考虑实际中存在的约束条件，对发电机组检修计划进行的优化安排。电力系统中由于发电机组检修使可用容量减小，对系统可靠性具有明显的影响。此外，电力部门每年用在机组检修的费用也非常庞

大，因此，应该合理地安排检修计划。所用的发电系统检修计划优化方法大致可分为三类：①以系统备用容量作为判据的确定性方法，如等备用法；②以系统风险度作为判据的概率方法，如等风险度法；③以可靠性或/和经济性为目标函数的数学规划法。其中最常用的是等备用法和等风险度法。等备用法和等风险度法都是用启发式方法进行优化。当电力系统实行市场化改革后，各发电商成为独立实体，可自行安排机组检修计划，但需经电网公司协调批准。市场环境下通过以下步骤安排机组检修：首先，发电商根据机组运行情况及所处市场环境，以其效益最优规划机组检修；然后，由独立系统调度机构（independent system operator，ISO）协调检修时段，保证系统可靠运行。此外，针对传统检修体制存在的临时性维修频繁、维修过剩、盲目维修等缺陷，很多国家都已开展状态检修。

等备用法　安排检修计划时力求使全年各时段系统的备用容量接近相等，因此，目标函数为

$$\Delta P_i \cong \Delta P_j, \quad i, j=1, \cdots, T, \quad i \neq j \tag{1}$$

式中 ΔP_i 为任一时段（如周、旬等）的系统净备用容量；T 为检修周期（如一年）划分的时段数（如 12 个月、52 周等）。约束条件可分为三类：①时间约束，如机组一年的检修次数、持续时间、容许检修的期间等；②资源约束，如检修力量、场地、主要器材及设备条件等；③环境约束，如水能利用情况、与电网检修的配合、用户负荷需量等因素。

等备用法由于简单直观，易于实现，获得了非常广泛的应用。但是，这种方法没有考虑机组和系统负荷的随机性质，因此，难以反映两个不同的系统即使具有相同的备用容量，但可靠性也可能不同的情况。

等风险度法　安排检修计划时力求使全年系统的风险度接近相等。系统风险可用失负荷概率 $LOLP$ 来衡量，因此，目标函数为

$$LOLP_i \cong LOLP_j, \quad i, j=1, \cdots, T, \quad i \neq j \tag{2}$$

式中 $LOLP_i$ 为任一时段的系统失负荷概率（见发电系统可靠性指标）。约束条件与等备用法相同。等风险度法应用发电系统可靠性计算使得检修计划安排完毕后各时段的 $LOLP$ 尽可能相等，以保证各时段具有大致相同的可靠性，这种方法充分考虑了机组和系统可靠性的概率性质，克服了等备用法的缺点。因此，这种方法从 20 世纪 70 年代初期提出后，在电力部门逐步得到应用。

状态检修（condition based maintenance，CBM）　在设备状态监测的基础上，根据监测和分析诊断的结果安排检修时间和项目。这种检修方式以设备当前的实际工作状况为依据，而非传统的以设备使用时间为依据，通过高科技状态监测手段，识别故障的早起征兆，对故障部位、故障严重程度及发展趋势作出判断，从而确定各机件的最佳维修时机。状态检修的优点是提高了机组的可用率，明确了检修目标，因此其耗费低；缺点是需要监测的内容多，投资大，存在一定的风险。

参考书目

李文沅．电力系统风险评估——模型、方法和应用．周家启，等译．北京：科学出版社，2006．

郭永基．电力系统可靠性分析．北京：清华大学出版社，2003．

fadian xitong kekaoxing

发电系统可靠性　(generation system reliability)

统一并网运行的全部发电机组按可接受标准及期望数量满足电力系统负荷电力和电量需求的能力。发电系统可靠性的估计，要以长期系统地收集、积累的发电系统可靠性资料为基础。研究发电系统可靠性的主要目标是确定电力系统为保证充足的电力供应所需的发电容量。所需发电容量可分为静态容量和运行容量两个不同的方面。静态容量是指对于整个系统所需容量的长期估计，可考虑为装机容量，它必须满足发电机组计划检修、非计划检修、季节性降低出力以及非预计的负荷增长等要求。运行容量则是指为满足一定负荷水平对所需实际容量的短期估计。二者的差别除考虑的时间期限不同外，静态容量待确定的基本量是电力系统的合理装机备用；运行容量需要确定的则是在短时间内（几小时或一天）系统所需的运行备用（旋转备用、快速起动机组及互联电力系统的相互支援等）。在电力系统规划阶段评价不同的电源发展方案时，必须对上述两方面都进行核算。衡量发电系统可靠性的标志是系统的充裕度。充裕度是指在发电机组额定值范围内，考虑到机组的计划和非计划停运及降低出力，向用户提供总的电力和电量需求的能力。

分析方法　发电系统可靠性分析方法分为确定性方法与概率方法。

确定性方法　主要根据长期收集、积累的发电系统可靠性资料、负荷预测资料、电源配置以及规划设计人员的经验来确定。用来衡量系统装机容量充裕度的方法是百分数备用法或最大机组备用法，或将此二者结合使用的方法。

概率方法　包括可靠性评估的电力不足概率（loss of load probability，LOLP）法及电力不足频率和持续时间（frequency and duration，F&D）法（见发电系统可靠性指标）等。具体的计算方法又分为模拟法和递推法（见发电系统模型）。

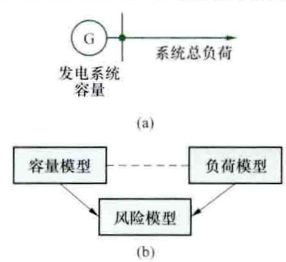


图 1　发电系统可靠性分析原理示意图
(a) 系统模型；(b) 分析模型

任何估计发电系统充裕度的概率方法，其基本原理上都相同，主要由三部分组成，如图 1 所示。

将发电系统模型和发电系统可靠性负荷模型相结合形成适当的风险模型，即可计算出一系列可靠性指标（见发电系统可靠性指标）。这些指标通常不考虑输电网络的约束，也并不反映任何特定用户负荷点的电力不足，但能衡量整个发电系统的充裕度。

由于发电机组的计划检修对发电系统可靠性具有重大影响，因此在估计发电系统可靠性时，必须首先优化检修计划（见发电系统检修计划优化），并在此基础上建立发电系统的容量模型。

影响因素　以上发电系统可靠性研究的重点在于考虑发电机组随机停运的影响，即在仅考虑发电机组随机故障的情况下，判断系统满足负荷要求的裕度如何，这种传统的评估方法只考虑了电力或容量约束。实际上发电系统可靠性还与许多其他因素相关，特别是与电厂（见图 2）的发电量约束有关。对于水电比重较大的系统，水电厂的来水情况对系统

可靠性有着决定性的影响，风电等新能源也有类似的情况。这时若不考虑电厂的发电量约束，仅考虑机组的随机故障，就会给发电系统可靠性计算带来很大的误差。应用随机生产模拟的方法计算发电系统可靠性可以充分考虑这些问题，更加真实地反映电力系统的可靠性（见随机生产模拟）。当不考虑电厂的电量约束时，用随机生产模拟的方法与传统的可靠性计算方法所计算的可靠性指标完全相同。中国在随机生产模拟的研究方面成绩突出，在发电系统可靠性计算领域发挥着重要作用。



图 2　神华浙江国华宁海发电厂（装机容量 4400MW；一期工程 4×600MW，于 2003 年 11 月开工，2006 年 1 月全部投运；二期工程 2×1000MW，于 2006 年 12 月开工，2009 年投运。工程荣获 2010～2011 年度中国建设工程鲁班奖）（神华集团有限责任公司　提供）

应用　发电系统可靠性估计广泛应用于电力系统长期电源规划中，也是系统运行规划的重要内容。在进行电源发展规划时，通常与投资的经济性指标结合，用以确定合理的装机方案和进度。典型的应用有：①确定不同时期系统可靠性的变化趋势；②按可靠性判据对不同建设方案进行评价和比较；③进行投资和效益的平衡等。对于运行系统规划的典型应用，可按时间的长短划分为短期、中期和长期三种情况。①短期（几小时或几天之内）：安排可用发电容量的经济利用；在预定风险水平下确定充分的运行备用容量；估计系统可能售出或需购入的电力；在偶然事故时选择正确的对策等。②中期（1 年以上）：估计水能的不可用度和水能预测不确定性的影响；制订经济运行计划和电能的购、售计划；安排机组的检修计划等。③长期（2～4 年）：制订机组的扩大性检修和恢复计划；签订燃料合同；制订长期购、售电计划等。

发电系统可靠性研究的进一步应用是对互联发电系统可靠性的估计，分析系统互联后所带来的效益（见互联系统可靠性）。

参考书目

王锡凡．电力系统优化规划．北京：水利电力出版社，1990．

fadian xitong kekaoxing pinggu fuhe moxing

发电系统可靠性评估负荷模型

（load model for generation system reliability evaluation）　评价发电系统充裕度时所用的系统负荷模型。根据评估发电系统可靠性方法的不同，系统负荷模型具有多种形式，常用的有按年历次序形成的负荷模型、累积负荷模型、负荷的概率模型和频率模型等。

按年历次序形成的负荷模型　包括系统年最大负荷（MW），年内 52 周的最大负荷（用年最大负荷的百分数表出），一周 7 天的日最大负荷（用周最大负荷的百分数表出）和一天 24h 的最大负荷（用日最大负荷的百分数表出，通常春、夏、秋、冬四季各选一典型日负荷曲线）。这种负荷模型形式简单，易于从电力部门取得所需数据。在电气与电子工程师学会（Institute of Electrical and Electronic Engineers，IEEE）推荐的可靠性测试系统（IEEE-RTS）中即采用这种负荷模型。

累积负荷模型　根据系统某一时段（小时或天）内的最大负荷记录绘制的日、周、月或年最大负荷持续曲线，图 1 是已直线化的示意图。根据这种模型可以很容易求得系统负荷等于和大于任一负荷水平 L 的时间概率为 $P(L)=t/T$，利用这一特点，当已知发电可用容量为 C，且令 $L=C$ 时，即可方便求得电力不足概率指标值。

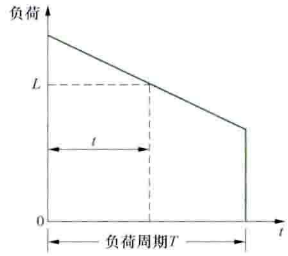


图 1　负荷持续曲线

将累积负荷模型与系统中每台发电机组的概率模型通过卷积相结合，便得到等效负荷模型，据此可直接求得发电系统的可靠性指标，此法在实际中应用也很广泛。但是，由于累积负荷模型是按负荷的大小而不是按出现的时间顺序排列，因此在需要估计两个互联系统的可靠性时，不能反映不同系统在同一时刻的负荷相关性，也不能利用这个模型计算发电系统可靠性的频率及持续时间指标。

负荷的概率模型和频率模型　从电力平衡的观点来看，负荷可以看成是负的发电机组容量，因此可用停运表的形式给出各负荷功率出现的概率和频率（见发电系统模型）。

设系统的时序负荷曲线如图 2 所示，总的持续时间为 $T=6$。最大负荷为 70MW，最小负荷为 30MW。

负荷概率模型的建立方法　负荷曲线的累积概率可按表 1求出。

表 1　负荷的概率模型

序号	负荷功率（MW）	出现时间	确切概率 P_i	累积概率 P_i^*
0	0	0	0	1.0
1	10	0	0	1.0
2	20	0	0	1.0
3	30	2	2/6	1.0
4	40	1	1/6	4/6
5	50	1	1/6	3/6
6	60	0	0	2/6
7	70	2	2/6	2/6

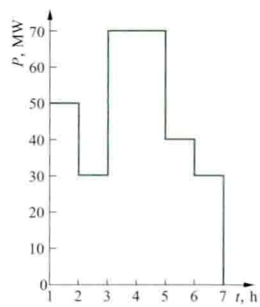


图 2　时序负荷曲线例

首先，取步长 ΔX，将负荷功率离散化。当取 $\Delta X=10$MW 时，图 2 所示负荷曲线共有 8 个水平分级，表 1 中有 8 个离散点。

其次，统计各负荷功率的出现时间 T_i

$$T_i=\sum_j T_{ij} \tag{1}$$

式中 T_{ij} 为大小等于 $i\cdot\Delta X$ 的负荷功率第 j 次出现的时间。例如，当 $i=3$ 时，即负荷功率为 30MW 时，在负荷曲线上共出现两次（分别在 $t=2$ 和 $t=6$ 时出现），每次时间均为一个单元。因此，$T_3=T_{31}+T_{32}=2$。这样就形成了表 1 中的

第三列。

然后，求出各负荷的确切概率

$$P_i = T_i / T \quad (2)$$

最后，计算出累积概率

$$P_i^* = \sum_{k \geq i} P_k \quad (3)$$

这样就建立了负荷的概率模型。

负荷频率模型的建立方法　从系统裕度的观点来看，负荷可以当作负的发电机组容量。因此，负荷由小功率向大功率转移定义为向下转移，反之为向上转移。

设负荷功率 $X_i = i \cdot \Delta X$ 在某一分级（i 为分级序号）出现的时间为 t_{ij}（j 为负荷变化的时刻），当下一时刻负荷升高（向大功率方向转移）时，向上转移率 $\lambda'_{ij}=0$，向下转移率 $\lambda''_{ij}=1/t_{ij}$，负荷处于该分级的概率 $p_{ij}=t_{ij}/T$，则点（j，$i \cdot \Delta X$）处的增量频率为

$$f_{ij} = p_{ij}(\lambda'_{ij} - \lambda''_{ij}) = -1/T \quad (4)$$

同理，当下一时刻负荷降低时该点的增量频率为

$$f_{ij} = 1/T \quad (5)$$

可以看出，负荷在任何一个状态的增量频率的绝对值恒等于 $1/T$，而与其持续的时间 t_{ij} 无关。

然后求得负荷 X_i 的总增量频率

$$f_i = \sum_j f_{ij} \quad (6)$$

最后可得到负荷 X_i 的累积频率

$$F_i^* = \sum_{k \geq i} f_k \quad (7)$$

按照上述过程，对图 2 所示负荷曲线求负荷的累积频率表。设负荷曲线的研究周期 T=6h，这样负荷在任何一个分级的增量频率只能取−1/6 和 1/6 两个值，前者对应于负荷增大的情况，后者对应于负荷减小的情况。从负荷曲线起始时刻向后逐点扫描，建立的累积频率如表 2 所示。

表 2　负荷频率表的形成过程

序号	扫描过程				增量频率		累积频率	
	1	2	3	4	5	6	f_i	F_i^*
0							0	0
1							0	0
2							0	0
3	−1/6		−1/6				−2/6	0
4	−1/6	1/6	−1/6			1/6	0	2/6
5		1/6	−1/6		1/6		1/6	2/6
6			−1/6		1/6		0	1/6
7					1/6		1/6	1/6

参考书目

Nahman J, Graovac M. Load modelling for generating capacity reliability evaluation using the frequency and duration method. IEEE Proceedings C. GTD, 1992.

王锡凡．电力系统规划基础．北京：中国电力出版社，1994.

fadian xitong kekaoxing zhibiao

发电系统可靠性指标

（generating system reliability indices）　用来定量估计发电系统供电充裕度的尺度。可分为确定性指标和概率性指标两大类。确定性指标（如系统备用容量）是根据系统规划人员经验确定的，是电力系统早期最通用的可靠性指标；概率性指标是考虑到发电机组故障的随机性，以可靠性理论为指导，通过概率统计的方法计算确定的指标。概率性指标经过几十年的研究发展日趋完善，在发电系统的规划设计中已逐步取代了确定性指标，得到广泛的应用。

确定性指标　通常有百分备用指标和最大机组备用指标两种表示方法。百分备用指标要求发电系统的备用容量为系统年最大负荷的某一固定百分数（如 20%～25%）；最大机组备用指标要求发电系统的备用容量为系统中最大一台机组的容量。然而，这两种指标难以考虑以下因素：系统规模及机组的容量结构，有电量限制的机组的影响（如水电机组、风电机组等），计划维修的影响，机组强迫停运的影响，负荷曲线（见电力系统负荷曲线）形状的影响。因此百分备用指标与最大机组备用指标是非常简单但比较粗略的指标。

概率性指标　为满足在各种不同场合下，估计发电系统可靠性的需要，已有十多种不同的指标，其中最常用的有：电力不足期望值（loss of load expectation，LOLE），电力不足概率（loss of load probability，LOLP），小时电力不足期望值（hourly loss of load expectation，HLOLE），电量不足期望值（expected energy not supplied，EENS），电力不足频率和持续时间（loss of load frequency and duration，F&D）和严重程度指标等。

电力不足期望值　在给定期间内（通常为 1 年）系统可用发电容量小于日峰荷的天数期望值，单位为天（d），其计算公式为

$$LOLE = \sum_{j=1}^{n} P(C_s - L_j) \quad (1)$$

式中 C_s 为系统可用容量（装机容量扣除计划检修容量）；L_j 为第 j 天的日峰荷；$P(C_s - L_j)$ 为第 j 天所有强迫停运容量 X 大于或等于 $C_s - L_j$ 的累积概率，可由发电系统容量模型与其负荷模型结合而求得；n 是研究期间的天数。

LOLE 是在假定系统日峰荷持续一天不变的条件下求得的，因此对发电系统可靠性是一种偏保守的估计。这一指标在发电系统规划设计中得到广泛的应用。

电力不足概率　当期间为 1 天或只是一个负荷时，有

$$LOLP = LOLE(1\text{d}) = P(C_s - L) \quad (2)$$

LOLP 是概率值（无量纲），通常用来研究发电系统的可用容量不满足年最大负荷需要的概率。

小时电力不足期望值　将小时负荷模型与发电容量模型结合所求得的电力不足期望小时数，单位为小时。因此，只需对式（1）稍加修改即可得

$$HLOLE = \sum_{j=1}^{n} \sum_{k=1}^{24} P(C_j - L_{j,k}) \quad (3)$$

式中 n 为研究期间天数；$L_{j,k}$ 为第 j 天第 k 小时的负荷。

HLOLE 是按日负荷曲线（见电力系统负荷曲线）逐小时算出的指标，它表明研究期间期望停电小时数，而 *LOLE* 是在假定日峰荷持续一整天的条件下算出，实际是对研究期间在日峰荷时停电次数的估计。因此，这两个指标的概念不同，不存在相互转换的关系。

HLOLE 指标在少数几个国家中使用，规定的标准判据值为 2～35h/a 不等。

电量不足期望值　在一定期间内由于发电机组随机强迫

停运而少向用户供的总电量期望值，单位为 MW·h，其计算公式为

$$EENS=\sum_{X=R+1}^{C_s}(X-R)p(X) \tag{4}$$

式中 C_s 为系统可用发电容量；R 为在该小时负荷为 L 时系统的备用容量即 $R=C_s-L$，MW；X 和 $p(X)$ 为发电强迫停运容量及处于这状态的确切概率。$EENS$ 可以方便地应用小时负荷和发电系统容量模型数据进行计算，可用图来说明。图中假定容量模型中的功率步长 $\Delta X=1$，这样所有竖直矩形的底边等于 1 而高等于 $\sum_{X=R+1}^{C_s}p(X)=P(X)$，即停运容量 $\geqslant X$ 的累积频率。由于所有矩形面积之和即所求 $EENS$，故有

$$EENS=\sum_{X=R+1}^{C_s}P(X) \tag{5}$$

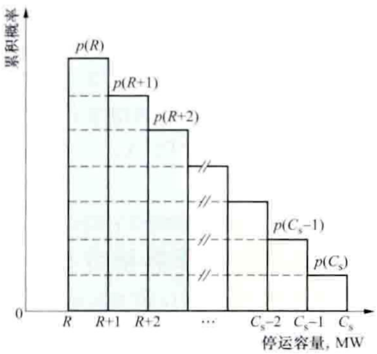
当容量模型中的功率步长 ΔX 不等于 1，且负荷 L 的值并不恰好使 $R=C_s-L$ 对应某一停运容量时，式（5）应修正为

$$EENS=\Delta X\left[\sum_{X=R+1}^{C_s}P(X)-\varepsilon\right] \tag{6}$$

式中 $\varepsilon=(R/\Delta X-N)P[(N+1)\Delta X]$，$N=(R/\Delta X)$ 取整。对于大型系统或 ΔX 不大时，误差 ε 的影响可以忽略。当研究的是某一期间（周、月或年）的指标时，由式（6）可得（略去 ε）

$$EENS=\Delta X\sum_{j=1}^{n}\sum_{k=1}^{24}\left[\sum_{X=C_j-L_{j,k}}^{C_j}P_j(X)\right] \tag{7}$$

式中 n 为研究期间的天数；C_j 为第 j 天的系统可用发电容量。



利用容量模型计算 EENS 示意图

$EENS$ 指标可用来估计用户由于停电造成的经济损失，也可用作发电系统风险度的判据。

电力不足频率和持续时间　容量模型中计算的频率仅是表明发电机组停运特性的参数，但发电机组停运不一定引起系统电力不足，因此，必须将容量模型参数与负荷的变化相结合，才能求得系统故障频率及持续时间。

利用小时负荷模型推导的计算系统故障频率公式为

$$F_h=\sum_{j=1}^{n}\left[P_j(C_j-L_j)+\frac{1}{24}\sum_{k=1}^{24}F_j(C_j-L_{j,k})\right] \tag{8}$$

式中 n 为研究期间天数；C_j 和 L_j 分别为第 j 天的系统可用发电容量和日峰荷；$L_{j,k}$ 为第 j 天第 k 小时的负荷；$P_j(\cdot)$ 和 $F_j(\cdot)$ 分别为累积概率和累积频率。

式（8）求得的系统故障频率是以天数为基础表示的，即表明出现系统故障的天数而不是故障的次数。因此，与日负荷曲线的形状（例如单峰或双峰曲线）无关。这种情况下的系统故障持续时间指标（单位为 h/次）用下式计算

$$D_h=\frac{HLOLE(\text{期间})}{F_h(\text{期间})}$$

将式（3）和式（8）代入上式，得

$$D_h=\frac{\sum_{j=1}^{n}\sum_{k=1}^{24}P_j(C_j-L_{j,k})}{\sum_{j=1}^{n}\left[P_j(C_j-L_j)+\frac{1}{24}\sum_{k=1}^{24}F_j(C_j-L_{j,k})\right]} \tag{9}$$

严重程度指标　系统故障在供电点引起的少供电量的总和与系统的年最大负荷之比。少供电量总和用 MW·h 表示，最大负荷用 MW 表示。严重程度指标用系统-分表示，计算公式为

$$SM_j=60\times\frac{EENS_j}{L_s} \tag{10}$$

式中 j 为研究的期间；L_s 为研究期间内系统的最大负荷；SM_j 为系统在最大负荷时整个系统停电的分钟数。也就是一个系统-分相当于系统在最大负荷时停电 1min，它是对系统故障的严重程度的一种度量。

可靠性指标的应用　主要用于发电规划中确定系统必需的备用容量、装机类型和进度，比较不同方案，安排系统机组的检修计划等。其中 $LOLP$ 和 $LOLE$ 应用最广，而其他指标通常配合使用。$LOLE$ 对反映小时负荷变化的影响不灵敏，因此在研究负荷调整管理对可靠性的影响时，用 $HLOLE$、$EENS$ 和 F&D 指标更合适。

参考书目

Čepin Marko. Assessment of Power System Reliability: Methods and Applications. London: Springer London, 2011.

郭永基. 电力系统可靠性分析. 北京：清华大学出版社，2003.

fadian xitong moxing

发电系统模型

(generation system model)　在概率可靠性方法中，用来表示发电系统不同容量级别状态及其出现概率的一个简单数组，又称容量模型或容量停运概率表（简称停运表）。发电系统在长期运行中，可能出现发电机组的随机停运。不同台数和容量的机组停运的结果，可使系统处于不同容量状态。这些状态可按停运容量（或按保留的可用容量）的大小来区分，如果再计算出每一状态出现的概率（也可包括频率），便形成一个完整的容量模型，可用表格形式表示。如果系统中发电机组的型号全部相同，容量模型可应用简单的二项分布公式计算。但是，实际系统中机组型号不可能全都相同，因此，通常是应用递推算法来建立容量模型。发电系统模型按机组台数和状态分类，可分为两状态模型和多状态模型。

两状态模型　包括单机两状态容量模型和多机两状态容量模型。

单机两状态容量模型　发电机为可修复元件，其寿命过程可通过稳态运行-停运-运行的循环过程来模拟，图 1 和图 2 分别为循环过程图和状态转移图。记发电机组的容量为 C，故障率为 λ，修复率为 μ，无故障工作时间为 TTF，修复时间为 TTR。

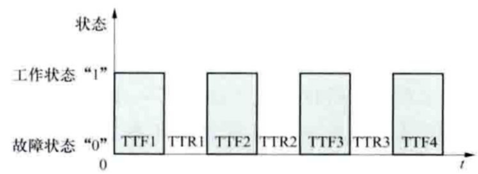


图 1　发电机运行与停运循环过程

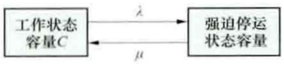


图 2　单台机组的状态转移

机组的可靠性参数为：可用率 $p=\frac{\mu}{\lambda+\mu}$，强迫停运率 $q=\frac{\lambda}{\lambda+\mu}$，且 $p+q=1$。

又

$$p=\frac{MTTF}{MTTF+MTTR}=\frac{MTTF}{T}=\frac{f}{\lambda} \tag{1}$$

$$q=\frac{MTTR}{MTTF+MTTR}=\frac{MTTR}{T}=\frac{f}{\mu} \tag{2}$$

式中 $MTTF$ 为平均无故障工作时间；$MTTR$ 为平均修复时间；T 为研究周期，其值为 $MTTF$ 与 $MTTR$ 之和；f 为状态转移频率。因此

$$f=\lambda p=\mu q=\frac{N_F}{T} \tag{3}$$

式中 N_F 为强迫停运次数。于是求得单台发电机组的两状态容量模型如表所示。表中对应于某一强迫停运容量 X 的状态概率（频率）称为确切概率（频率），而将所有不小于 X 的状态组合后的组合状态概率（频率）称为累积概率（频率）。

单机两状态容量模型

状态	工作容量（MW）	强迫停运容量%（MW）	确切概率 p_i	累积概率 P_i	确切频率 f_i	累积频率 F_i
1	C	0	$1-q$	1	$\lambda(1-q)$	0
2	0	C	q	q	μq	μq

多机两状态容量模型　具有 n 台发电机组的系统，假定每台机组具有两个状态，则有 2^n 个系统状态。当 n 很大时，状态的数目按指数增长，要同时加以列举已不可能。因此，需用递推法来建立容量模型。此时，从第一台机组的容量模型（见表）开始，逐台递推计算到 n 台为止。状态概率的递推卷积公式如下

$$p(X)=p'(X)(1-q)+p'(X-C)q \tag{4}$$

式中 C 和 q 为当前追加机组的容量和强迫停运率；$p'(X)$ 和 $p(X)$ 分别是追加机组前、后容量模型中，对应停运容量为 X 的状态概率旧值和新值。式（4）既可用来计算确切概率，也可直接计算累积概率，视所代入的 $p'(X)$ 值而定。此时，须满足：如 $X<C$，计算确切概率时，则令 $p'(X-C)=0$；计算累积概率时，则令 $p'(X-C)=1$。

确切状态频率的递推卷积公式为

$$\begin{aligned}f(X)=&(1-q)f'(X)+qf'(X-C)\\&+\mu qp'(X)+\mu qp'(X-C)\end{aligned} \tag{5}$$

累积状态频率的递推卷积公式为

$$\begin{aligned}F(X)=&(1-q)F'(X)+qF'(X-C)\\&-\mu qP'(X)+\mu qP'(X-C)\end{aligned} \tag{6}$$

式（5）中 $p'(X)$、$p'(X-C)$ 及式（6）中 $P'(X)$ 和 $P'(X-C)$ 分别是未追加新机组前容量模型中确切概率和累积概率的旧值。

用递推法建立容量模型由于精度高、方法简便，使发电系统可靠性分析技术大大迈进了一步，在国内外得到广泛应用。但是，随着电力系统规模不断扩大，发电机组台数增多，递推法的计算量较大。

多状态模型　包括单机多状态容量模型和多机多状态容量模型。许多大容量机组由于辅机故障等原因，可能出现多个强迫降低出力运行状态，对于任何一个强迫降低出力容量 X（MW）的状态，可画出相应的多状态空间转移图，如图 3 所示。

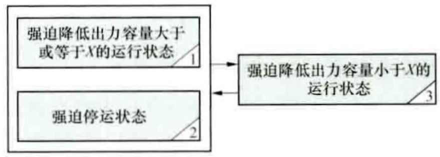


图 3　多状态空间转移图

单机多状态容量模型　强迫降低出力容量大于或等于 X 的累计概率为

$$P(X)=\frac{m_x+TTR}{TTF+TTR}=\frac{m_x+TTR}{T} \tag{7}$$

单机多状态容量模型中强迫降低出力容量大于或等于 X 的累积频率为

$$F(X)=\frac{N_{FX}}{TTF+TTR}=\frac{N_{FX}}{T} \tag{8}$$

式中 m_x 为强迫降低出力容量大于或等于 X 的运行时间；TTF 为无故障工作时间；TTR 为修复时间；T 为研究周期，其值为 TTF 与 TTR 之和；N_{FX} 为在 T 时间内进入状态 1（强迫降低出力容量大于或等于 X 的运行状态）或状态 2（强迫停运状态）的次数，它不包括状态 1，2 之间的转移次数。

多机多状态容量模型　构造这种模型可以使用的迭代公式是

$$P(X)=\sum_{i=1}^{N}P'(X-X_i)[P_n(X_i)-P_n(X_{i+1})] \tag{9}$$

$$\begin{aligned}F(X)=\sum_{i=1}^{N}\{&F'(X-X_i)[P_n(X_i)-P_n(X_{i+1})]\\&+P'(X-X_i)[F_n(X_i)-F_n(X_{i+1})]\}\end{aligned} \tag{10}$$

式中 N 为追加新机组容量模型中的状态数；$P_n(X_i)$ 和 $F_n(X_i)$ 分别为追加新机组容量模型中的累积概率和累积频率；$X_{i+1}>X_i$，且 $P_n(X_{n+1})=F_n(X_{n+1})=0$。

fashudian xitong guzhang yingxiang fenxi

发输电系统故障影响分析 (failure effect analysis of composite generation and transmission system)

分析发输电系统故障影响的方法。根据能否按规定的参数和要求完成规定功能的标准，将系统的状态划分为完好和故障两大状态集合，然后计算可靠性指标。它是分析发输电系统可靠性的基本方法。

故障划分　发输电系统的可靠性分析以充裕度为基础，可视作故障的情况包括：①系统中可用的发电容量不足以满足负荷要求；②向某一负荷点供电的连续性被中断；③输电线过负荷；④母线电压偏离允许值。

故障影响分析的步骤和内容　包括定义选用事件，确定研究事件，潮流计算，确定导致系统事故的事件，计算事故事件概率和频率，计算系统的可靠性指标等 6 个步骤。

定义选用事件　根据评估发输电系统可靠性的方法选定所研究事件的类型。一般研究两类事件：①输变电设施故障停运；②发电设备和输变电设施同时故障停运。

确定研究事件　从选用的系统故障事件集合中挑选出要做定量计算的故障事件集合。要做定量计算的故障事件总数

随着元件数增加而呈指数增加，当元件数大到一定程度时，要做定量计算的系统故障事件总数将大到难以计算的程度，以致发生计算灾难。因此必须舍去那些对系统影响小的系统故障事件，把计算量减小到最低程度。

一般采用描述系统状态的特性指标 γ 来检验该故障事件对发输电系统的冲击程度。γ 定义为

$$\gamma = \frac{1}{2n}\sum_k \left(\frac{P_k}{C_k}\right)^{2n} \qquad (1)$$

式中 P_k 为线路的潮流；C_k 为该线路所能承担的通过容量；n 为规定的指数。第 i 个系统故障事件可能是发电设备故障或输变电设备故障引起的，它使特性指标 γ 发生变化，其变化量可用如下公式表示

$$\Delta\gamma_i = \sum_j \frac{\partial\gamma}{\partial P_{Gj}}\Delta P_{Gj}^{(i)} + \sum_W \frac{\partial\gamma}{\partial Y_W}\Delta Y_W^{(i)} \qquad (2)$$

式中 $\Delta\gamma_i$ 为第 i 个系统故障时引起的 γ 值的变化量；$\Delta P_{Gj}^{(i)}$ 为母线 j 处发电功率的变化量；$\frac{\partial\gamma}{\partial P_{Gj}}$ 为 P_{Gj} 的变化引起 γ 值的变化；$\Delta Y_W^{(i)}$ 为线路 W 的导纳变化量；$\frac{\partial\gamma}{\partial Y_W}$ 为 Y_W 的变化引起的 γ 值的变化。$\Delta\gamma_i$ 值越大，表明该故障事件对系统的冲击越大，因此故障影响分析可按 $\Delta\gamma_i$ 大小排序进行，并舍去后面的故障事件。

潮流计算　对已确定要做可靠性定量计算的故障事件计算网络的潮流分布（见潮流计算直流法）。一般有交流潮流法、线性近似法和直流潮流法三种。

交流潮流法。应用这种方法可以得到有功和无功潮流的准确解。主要缺点是需要求解非线性代数方程，计算时间太长。

线性近似法。在一定假设条件下，将非线性代数方程线性化，以提高计算速度。

直流潮流法。假定母线电压恒定并只要求计算线路潮流的有功功率。这种方法的近似程度更大，但显著减少了计算工作量并提高了计算速度。当定量评估发输电系统可靠性时，如果重点是检验线路过负荷，往往采用直流潮流法。

确定导致系统故障的事件　根据规定的系统故障，确定导致系统故障的事件。首先要计算出各种偶发故障情况下，发电出力调到最大，线路无过负荷时，发输电系统能向负荷点提供的最大功率，通常又称为发输电系统的负荷供应能力。当负荷供应能力小于系统最大负荷时，便可确定为系统故障事件。

计算故障事件概率和频率　对已确定的故障事件计算其概率和频率。对单重故障事件一般采用 $N-1$ 准则（见输电系统可靠性），逐一断开系统中的一条独立支路并计算系统的负荷供应能力，然后检验它是否属于系统故障事件并计算其概率和频率。双重故障事件主要采用两种模型：①独立重叠停运模型；②共同模式停运模型。采用独立重叠停运模型可以简化计算，但求得的故障概率和频率偏小，使可靠性计算结果偏于乐观。采用共同模式停运模型能较好反映某些类型的双重故障事件的特点，但它的故障率难于统计。

计算系统的可靠性指标　包括确定性指标和概率性指标两种。确定性指标只表明与某一过程或某一事件出现次数有关的最大值或最小值，而不包括整个过程的信息。概率性指标则反映了整个过程或事件的信息。

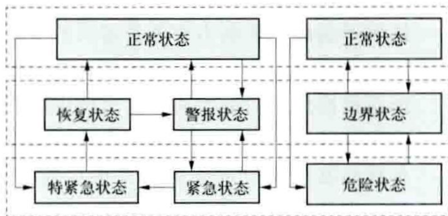
参考书目

郭永基．电力系统可靠性分析．北京：清华大学出版社，2003.

fashudian xitong guzhang zhuangtai

发输电系统故障状态　(failure states of composite generation and transmission system)　发输电系统不能按规定的参数和要求产生与输送电能的状态。国际大电网会议（International Conference on Large High Voltage Electric System；Conference International des Grands Reseaux Electriques CIGRE）1987 年公布的《电力系统可靠性分析应用导则》中把系统状态划分为安全状态、警戒状态、警报状态、紧急状态、特紧急状态、全停状态和恢复状态等七种。前四种属于发输电系统的完好状态，后三种属于故障状态。根据系统运行的安全性及充裕性的满足情况，加拿大学者 R. Billinton 等人提出健康度（well-being），将国际大电网会议划分的系统 7 种状态中的 5 种，归类为系统正常状态、边界状态、危险状态，它们的对应关系如图所示。

安全状态　发输电系统能经受住一种规定的事件类型而不导致故障的状态。成功地经受住事件，指网络没有超过规定的电压水平和长期过负荷能力。当采用确定性方法时，事件类型可以是一组规定的突发事故。当采用概率性方法时，事件类型可以是其发生的可能性在一定的限度以上的事故集合。



系统状态与健康度的对应关系

警戒状态　由于故障使一个或一个以上的系统元件部分不可用或不可用的系统状态。

警报状态　发输电系统不能经受住某种规定事件之一的状态。不能经受事件是指系统超过规定的电压限制或元件的短期负荷能力，或不稳定。当采用确定性方法时，事件类型可以是一组规定的突发事故；当采用概率性方法时，事件类型可以是其发生的可能性在一定限度以上的事故集合。

紧急状态　发输电系统不能向全部用户供应频率和电压均保持在规定范围之内的电力的状态。如果一个区域可能要甩掉基本负荷或因电压下降而要削减负荷，则该区域处于紧急状态；如果系统即将发生不可控的解列，使系统的完整性受到严重威胁，则处于重大紧急状态。

特紧急状态（extreme emergency）又称部分停机限电状态（shut-down state）。在此状态下，系统中被解列而孤立运行的部分，即使还有机组运行，也无力起动其他机组使被解列部分并入系统并带上负荷。

全停状态（dead state）系统被解列的部分或机组完全地停止运行的状态。

恢复状态（restoration state）发电机组起动、再同步，输电元件重新带电、带上负荷，被解列的孤立部分重新并列等整个过程的一种状态。

正常状态（normal）系统满足运行约束条件并且具有足够的备用发电容量、传输容量。

边界状态（marginal）系统可以运行但是没有足够的裕量来满足特定的确定性约束。

危险状态（at risk）任何单个负荷大于或等于任何元件的可用容量时，系统进入危险状态。

参考书目

Billinton R，Allan R N. Reliability Evaluation of Power Systems. London：Kluwer Academic/Plenum Publishers，1996.

fashudian xitong kekaoxing

发输电系统可靠性

（composite generation and transmission system reliability） 发输电系统按可接受标准和期望数量向供电点供应电力和电量的能力。发输电系统由统一并网运行的发电系统和输电系统组成，其可靠性包括充裕度和安全性两方面。随着中国电力市场的成熟，对发输电系统可靠性提出了新的要求。

充裕度 发输电系统在系统内发、输、变电设施额定容量和电压波动容许限度内，考虑元件的计划和非计划停运及运行约束条件下连续地向用户提供电力和电量需求的能力。充裕度指标反映在研究时间段内发输电系统在静态条件下系统容量满足负荷电力和电量需求的程度。

负荷供应能力 发输电系统的发电容量通过输电设施后能提供给负荷的最大功率。负荷供应能力提供了一个计及网络影响的容量尺度。发输电系统充裕度研究的内容是计算出各种偶发事故中系统的负荷供应能力值，并与负荷需求比较，当负荷供应能力值小于负荷需求时，便可确定此偶发事故属于系统故障，导致系统电力不足，并在此基础上，计算系统的可靠性指标。

分析原理 发输电系统充裕度研究的目的，是从元件的可靠性数据来计算系统的可靠性指标。在此之前，必须选定可靠性准则，然后将系统状态划分为完好和故障两大状态类型，这种检验方法称为事故模式和影响分析。事故模式和影响分析包括定义选用事件、确定研究事件、计算潮流、确定系统故障事件、计算事件概率、计算可靠性指标等步骤。一般要考虑两类故障事件：①输电线故障与发电设备故障重叠；②输电线路同时故障停运。

故障影响分析的方法与系统规模有关，主要有解析法和蒙特卡洛法。解析法的主要特点是可以采用较严格的数学模型和有效算法进行系统的可靠性计算，准确度较高，但计算量随着元件数呈指数增加。因此，系统规模大到一定程度时，采用解析法将有困难。蒙特卡洛法利用计算机进行随机试验，重复 K 次，最后，对试验结果进行统计及计算。该法的一个特点是计算结构简单，另一个特点是计算误差与 $\sqrt{D/K}$ 成正比，式中 D 为常数，K 为试验次数。为了降低误差，计算时间将显著增加，这也使其应用受到一定的限制。有机地把解析法和蒙特卡洛法结合起来，能提高计算精度、减小计算工作量和计算机存储量。

安全性 发输电系统经受突然扰动的能力。突然扰动是指突然短路或失去非计划停运的系统元件。安全性指标反映在短暂时段内发输电系统在动态条件下系统容量满足负荷需求的程度。

突然断电负荷包括三部分：①由于系统解列为若干部分而突然被切断的负荷；②在系统遭受扰动时，按频率降低自动减负荷装置所突然切断的负荷；③当系统遭受扰动使频率下降到临界值以下，为使系统或被解列的那部分系统的频率恢复到临界值以上所需切除的负荷。

对发输电系统可靠性的新要求 电力市场环境下对发输电系统可靠性的新要求包括需求预测、电力公司可靠性管理、传输能力计算三个方面。

降低需求预测的不确定性。需求（demand）是指一个系统或系统的一部分在给定瞬间或任一设计的平均时间间隔中释放电能的速率，单位为 kW 或 GW。需求与负荷（load）是不一样的。在电力市场的条件下，需求的类型有 8 种：①瞬时需求（instantaneous demand），指给定瞬间能量释放的速率；②平均需求，指在任一时间段内释放的电能，它由总电能除以该时间段内的平均瞬时需求；③集成需求（integrated demand），指在需求时段中的平均瞬时需求；④需求时段（demand interval），指电能被量测的时段，通常是 15、30min 或 60min；⑤峰值需求（peak demand），指在给定时段（即 1h，1 天，1 月，1 季或 1 年）的最高电力需求，对一个电力系统来说，它等于在系统内全部量测到的发电机净输出和流入系统的线路潮流之和，减去量测到的流出系统的线路潮流；⑥合同需求（contract demand），指一个供应商同意送电到一个特定单位并且该单位同意购买的容量额度；⑦固定需求（firm demand），指一个电力供应商除了当系统可靠性受威胁或在紧急条件下应该提供的合同需求部分；⑧定单需求（billing demand），指基于电价计划或合同中规定的用户定单的需求。电力交易计划是要事先做出的，需求预测是电力交易计划的核心。为使需求预测尽可能准确，要求把不确定性降到最低程度。

对多种电力公司的可靠性管理。电力公司（electric utility）可以是拥有或运行发电、输电、配电设施的公司、个人、代办处授权或其他合法单位，或媒介，或出售电能的公司。电力公司的多样性对电力系统可靠性评估和管理带来新的挑战和机遇，对各电力公司的可靠性要求从指令性转变为经济激励或惩罚性。

多种传输能力的计算。频繁的商业活动使电力系统的运行方式大范围的变化，因此需要考虑多种形式的传输能力：①总传输能力（total transfer capability，TTC），是指能从互联输电系统的一个区域可靠地通过区域间的输电线（或通路），在规定条件下调用或传输到另一个区域的电力额度；②输电可靠性裕度（transmission reliability margin，TRM），是指系统条件存在大范围不确定性的情况下，为保证互联输电网络安全所需的输电传输能力的额度；③容量效益裕度（capacity benefit margin，CBM），是指电力部门为保证互联系统对发电开放以满足发电可靠性要求所预留的传输容量备用额度；④可用传输容量（available transfer capacity，ATC），是指为未来商业活动考虑超过已承诺用途条件下实际输电网络的传输能力，定义为总传输能力减去当前输电承诺容量（包括零售用户所需容量和容量效益裕度），再减去输电可靠性裕度；⑤不可撤销的可用输电能力（non-recallable available transmission capability，NATC），指总输电能力减去输电可靠性裕度，减去不可撤销的输电服务备用（包括容量效益裕度）；⑥可撤销的可用输电能力（recallable available transmission capability，RATC），指总输电能力减

去输电可靠性裕度，减去可撤销的输电服务备用，减去不可撤销的输电服务备用（包括容量效益裕度）。对于规划问题，可用的数据只有可撤销的和不可撤销的输电服务备用，而对运行问题，输电计划是已知的。可靠性评估中必须对以上6种输电能力做出定量评价。

见发输电系统可靠性指标。

参考书目

郭永基．电力系统可靠性分析．北京：清华大学出版社，2003.

fashudian xitong kekaoxing fenxi fangfa

发输电系统可靠性分析方法 （methods of reliability evaluation in composite generation and transmission system） 在给定可靠性准则条件下定量分析计算发输电系统可靠性的方法。发输电系统可靠性分析中，一般考虑两种类型的故障事件：①输电线路停运；②发电设备和输电线路同时故障停运。

仅考虑输电线路停运时发输电系统可靠性分析方法 基本内容是计算各种故障情况下输电系统的负荷供应能力，当负荷供应能力小于系统的最大负荷时，就可确定为系统的故障状态。大多数情况下只检验单一线路故障的可靠性水平，按照这个准则，首先要计算网络在正常情况下的负荷供应能力和各条线路的潮流，然后依次停运输电网络中的一条独立支路，并相应计算在该状态下网络的负荷供应能力和各支路的潮流分布，这样便可得到一组网络处于不同停运状态下的负荷供应能力和相应的潮流分布。

通过给定不同的系统故障，求出发输电系统的负荷供应能力和线路的潮流分布之后，便可计算系统的充裕度指标。

输电网络负荷供应能力的计算方法 主要有试探法和线性规划法两种。

（1）试探法。给定该系统在研究期间的某一负荷水平（MW），并算出每条母线上分配到的负荷值（MW）。由给定的负荷水平可求得一种满足负荷需求的发电调度出力。然后计算潮流，检验每一条输电线是否过负荷。反复进行计算，直到发电出力调到最大，线路无过负荷时为止，便可求出系统的负荷供应能力，这种方法概念清晰易懂，但计算费时且有时得不到最优解。

（2）线性规划法。直接应用直流潮流方程一次算出系统某种状态下的负荷供应能力，是一种更为有效的方法。求系统的负荷供应能力就是在发电设备和输电线路都不超过额定容量的约束条件下，求总发电出力的最大值。可用标准的线性规划方法求解。数学表达式为

$$\left.\begin{aligned}&\text{目标函数：}\quad LSC=\max\sum_{i=1}^{n}G_i\\&\text{约束条件：线路潮流}\leqslant\text{线路额定容量}\\&\qquad\qquad\text{发电出力}\leqslant\text{发电额定容量}\end{aligned}\right\}\qquad(1)$$

式中 LSC 为系统的负荷供应能力；G_i 为母线 i 上发电设备实际调度出力；n 为母线条数。

求解时，假定网络中各母线的负荷分配比例在各种系统负荷水平下保持不变，采用直流潮流计算的假设条件及算法（见潮流计算直流法），这种情况下只计算线路的有功潮流，其值与线路两端的电压相角差成正比。

这样可以把式（1）改写成如下形式

$$\left.\begin{aligned}&\text{目标函数：}\quad LSC=\max\sum_{i=1}^{n}G_i\\&\text{约束条件：}\quad HG\leqslant P_{\text{branch N}}\\&\qquad\qquad\quad G\leqslant G_{\text{N}}\end{aligned}\right\}\qquad(2)$$

式中 $P_{\text{branch N}}$ 为支路额定传输容量矩阵；H 为系数矩阵；G 和 G_{N} 分别为接到母线处发电调度出力和额定容量构成的矩阵。

由于此算法基于直流潮流，忽略了电压和无功的影响，不适用于缺乏无功支持和有效电压控制的重负荷系统。如果采用交流潮流模型，则通常把整个问题分解为有功功率和无功功率两个子优化问题，在求解方法上，大都采用分段线性或逐次线性化逼近非线性规划问题，然后利用线性规划方法求解。

充裕度指标 基于稳态潮流分析、有功和无功优化调度得到，反映在研究时段内发输电系统在静态条件下系统容量满足负荷要求的程度，可分为负荷点指标和系统指标。（见发输电系统可靠性指标）

考虑发电设备和输电线路同时停运时发输电系统可靠性分析方法 在定量评估发输电系统可靠性时，同时考虑发电设备和输电线路联合停运的结果。它的分析方法和可靠性指标与不考虑发电设备故障时是相似的，只是计算的复杂性增加。

发输电系统可靠性计算分为解析法（见偶发事件枚举法）和模拟法两大类。解析法是根据系统中所有元件处于完好状态和故障状态的概率、频率及元件间的功能关系，用枚举法选择系统状态，计算系统的可靠性指标。解析法的物理概念清楚、模型精度高，其主要缺点是计算量随元件数增加而急剧增加。当系统规模偏大时，一般采用蒙特卡洛模拟法进行电力系统可靠性计算，分析过程大致划分为系统状态抽样、系统状态分析、系统指标计算三个步骤。

参考书目

Elmakias David. New Computational Methods in Power System Reliability [electronic resource]. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2008.

fashudian xitong kekaoxing zhibiao

发输电系统可靠性指标 （reliability indices of composite generation and transmission system） 用来定量评估发输电系统可靠性的尺度。依据评估时间框架，发输电系统可靠性指标分为充裕度指标、安全性指标及综合指标。充裕度指标基于稳态潮流分析、有功和无功优化调度得到，反映在研究时间段内发输电系统在静态条件下系统容量满足负荷需求的程度。安全性指标通过时域仿真或能量函数方法得到，可以计及紧急控制措施，反映在短暂时段内发输电系统在动态条件下系统容量满足负荷需求的程度。

综合指标是在每一个样本中，根据充裕度和安全性评估结果，统计可靠性指标，其失负荷指标并非最终充裕度和安全性评估失负荷指标的简单叠加。

充 裕 度 指 标

充裕度指标包括期望值、最大（小）值、概率区间分布等，一般按年度统计。依据受影响范围，发输电系统充裕度

指标分为负荷点充裕度指标和系统充裕度指标。

负荷点充裕度指标是对系统中每一个负荷点而言，表明事故的局部影响，并可作为分析下一级系统充裕度的依据。负荷点充裕度又可分为基本值、最大值和平均值三种，它们分别反映某种系统故障时供电点基本可靠性特征量、故障严重程度和充裕度平均水平。系统充裕度指标反映系统事故对整个发输电系统的影响，表明事故的全局影响。它包括系统停电指标、系统削减电量指标、严重性指标、每次扰动造成的平均削减负荷量、每个负荷点平均值、事故时削减负荷与少供电量等指标。

负荷点充裕度指标 反映各个负荷点充裕度的特征量。它分为基本值、最大值、平均值三种，均以年值为基础值表示。

基本值 反映故障时负荷点的基本可靠性特征量。它包括故障概率、故障频率、电压波动超限的期望次数、削减负荷的期望次数、期望负荷削减量、期望削减电量、削减负荷的期望时间等7个指标。

故障概率 $Q_k=P_jP_{kj}$，式中 P_j 为系统发生第 j 类故障的概率；P_{kj} 为在 j 类故障期间负荷点 k 母线处的负荷超过能供给的最大负荷的概率。

故障频率 $F_k=F_jP_{kj}$，式中 F_j 为系统发生第 j 类故障的频率；P_{kj} 为在 j 类故障期间负荷点 k 母线处的负荷超过能供给的最大负荷的概率。

电压波动超限的期望次数 $\sum\limits_{j\in V}F_j$，式中 V 为包括引起母线 k 电压波动越限的全部故障次数。

削减负荷的期望次数 $\sum\limits_{j\in X,Y}F_j$，式中 X 包括导致线路过负荷而需削减供电点 k 母线负荷的全部故障次数，Y 为包括使供电点 k 母线断开的全部故障次数。

期望负荷削减量 $\sum\limits_{j\in X,Y}L_{kj}F_j$，式中 L_{kj} 是因系统故障 j 引起线路过负荷而需对母线 k 削减的负荷，或因系统故障 j 使供电点 k 母线断开而削减的负荷。

期望削减电量 $\sum\limits_{j\in X,Y}L_{kj}D_{kj}F_j=\sum L_{kj}P_j\times 8760$，式中 D_{kj} 为因系统故障 j 而在供电点 k 母线的削减负荷的持续时间或因系统故障 j 使供电点 k 母线断开而削减负荷的持续时间。

削减负荷的期望时间 $\sum D_{kj}F_j=\sum D_jP_{kj}F_j=\sum P_jP_{kj}\times 8760=\sum 8760Q_k=F_kD_k$，式中 D_j 为事故 j 的持续时间；D_k 为供电点 k 削减负荷的持续时间。

最大值 反映系统故障时供电点故障严重程度的特征量。它包括削减负荷的最大值、削减电量的最大值、削减负荷的最大持续时间3个指标。

削减负荷的最大值。系统发生故障 j 时，负荷点 k 所削减负荷的最大值，表达式为

$$\max(L_{k1},L_{k2},\cdots,L_{kj},\cdots)$$

削减电量的最大值。系统发生故障 j 时，负荷点 k 所削减电量的最大值，表达式为

$$\max(L_{k1}D_{k1},L_{k2}D_{k2},\cdots,L_{kj}D_{kj},\cdots)$$

削减负荷的最大持续时间。系统发生故障 j 时，负荷点 k 削减负荷所持续的最长时间，表达式为

$$\max(D_{k1},D_{k2},\cdots,D_{kj},\cdots)$$

平均值 系统发生故障 j 时在供电点 k 的总削减负荷、总削减电量、削减负荷持续时间分别与故障 j 的总发生频率之比。它包括削减负荷平均值、平均电量不足、削减负荷的平均持续时间3个指标。

削减负荷平均值。系统发生故障而在供电点 k 削减负荷的总量与系统发生故障频率总和之比，表达式为

$$\frac{\sum L_{kj}F_j}{\sum\limits_j F_j}$$

平均电量不足。系统发生故障而在供电点 k 削减电量的总量与系统发生故障频率总和之比，表达式为

$$\frac{\sum L_{kj}P_j\times 8760}{\sum F_j}$$

削减负荷的平均持续时间。系统发生故障在供电点 k 削减负荷的持续时间总和与系统发生故障频率总和之比，表达式为

$$\frac{\sum\limits_j D_{kj}F_j}{\sum\limits_j F_j}$$

系统充裕度指标 反映整个发输电系统充裕度的特征量。它包括系统停电指标、系统削减电量指标、严重程度指标、每次扰动的系统平均削减负荷、每个负荷点平均值、故障时削减负荷的最大值与少供电量的最大值等6个指标。

系统停电指标 系统故障在供电点引起的削减负荷的总和与系统最大负荷之比。它表明在一年中每兆瓦负荷平均停电的兆瓦数，表达式为

$$\frac{\sum\limits_k\sum\limits_j L_{kj}F_j}{L_{\max}}$$

式中 $L_{\max}$ 为年最大负荷。

系统削减电量指标 系统故障在供电点引起的削减电量的总和与系统年最大负荷之比，表达式为

$$\frac{\sum\limits_k\sum\limits_j L_{kj}D_{kj}F_j}{L_{\max}}=\frac{EENS}{L_{\max}}$$

式中 $EENS$ 为电量不足期望值。

严重程度指标 严重程度指标用系统一分表示（见发电系统可靠性指标）。

每次扰动的系统平均削减负荷 每次系统扰动所造成的全系统平均削减的供电负荷，表达式为

$$\frac{\sum\limits_k\sum\limits_j L_{kj}F_j}{\sum\limits_j F_j}$$

式中 $\sum\limits_k\sum\limits_j L_{kj}F_j$ 表示全部系统扰动在全系统削减的供电负荷的总和，MW。

每个负荷点的平均值 包括削减负荷次数、被削减的负荷、被削减的电量、削减负荷的持续时间、电压波动越限次数5个指标。

削减负荷次数指标。所有各种系统故障造成的供电点削减负荷次数的总和与该供电点最大负荷之比。它是根据每个供电点每兆瓦负荷的平均削减负荷次数叠加所得到的系统指

标，表达式为

$$\frac{\sum_k \sum_j F_j}{L_p}$$

式中 L_p 为供电点的最大负荷。

被削减的负荷指标。所有各种系统故障造成的供电点削减负荷总和与该供电点最大负荷之比。它是根据每个供电点每兆瓦负荷的平均削减负荷量叠加所得到的系统指标，表达式为

$$\frac{\sum_k \sum_j L_{kj} F_j}{L_p}$$

被削减的电量指标。所有各种系统故障造成的供电点削减电量总和与该供电点最大负荷之比。它是将系统中每个供电点每单位负荷的平均削减电量叠加所得到的系统指标，表达式为

$$\frac{\sum_k \sum_j L_{kj} D_{kj} F_j}{L_p}$$

削减负荷的持续时间指标。各供电点一年中削减负荷的持续时间总和与该供电点的最大负荷的比值，表达式为

$$\frac{\sum_k \sum_j F_j D_{kj}}{L_p}$$

电压波动越限次数。各供电点一年中由于系统故障使电压波动越限的次数总和与该供电点最大负荷的比值，表达式为

$$\frac{\sum_k \sum_{j \in V} F_{jk}}{L_p}$$

故障时削减负荷的最大值与少供电量的最大值　包括最大的系统削减负荷量和最大的系统少供电量两个指标。

最大的系统削减负荷量。在各种故障情况下求出各供电点削减负荷的总和，选出最大值，表达式为

$$\left\{\max \sum_k L_{k1}, \cdots, \sum_k L_{kj}, \cdots\right\}$$

最大的系统少供电量。在各种故障情况下求出各供电点少供电量的总和，选出最大值，表达式为

$$\left\{\max \sum_k L_{k1} D_{k1}, \cdots, \sum_k L_{kj} D_{kj}, \cdots\right\}$$

安全性指标

安全性指标包括遭受突然扰动使系统频率下降到临界值以下的频率、突然断电的负荷平均值和快速供应备用容量三个主要指标。

发输电系统遭受突然扰动使系统频率下降到临界值以下的频率。当系统频率低于临界值时，整个系统将发生频率崩溃（见电力系统频率崩溃），对于以火电厂为主的系统更为突出。

突然断电的负荷平均值。它反映发输电系统由于系统故障导致整个系统崩溃以前，突然断电被切掉的平均负荷值。

快速供应备用容量。当发电机组强迫停电或负荷非计划突然增长时，使系统维持或恢复频率达到额定值所需快速供应的备用容量。它可通过两种形式来达到：①旋转备用；②快速响应储备机组，如燃气轮机发电机或水电机组。

fashudian xitong tingyun zhuangtai ji moxing

发输电系统停运状态及模型 (outage state and models of composite generation and transmission system)

描述发输电系统在停运时所处的特定状况以及表示这些特定状况的可靠性模型。在发输电系统中，停运可以分为三类：①独立停运；②共同模式停运；③考虑气象条件的停运。这些停运有各自的特点，计算模型也各有不同。

独立停运 (independent outage) 元件退出运行的原因是自身引起的，既不影响其他元件，也不受其他元件影响。独立停运包括四种主要形式：①单重故障停运；②双重故障停运；③故障停运与计划检修停运重叠；④三重故障停运。

单重故障停运　元件出现紧急情况不能执行规定功能而退出运行。用 $N-1$ 准则（见输电系统可靠性）计算发输电系统的负荷供应能力时，就是依次考虑网络中元件单重故障停运，并计算相应网络的负荷供应能力和支路潮流。为使计算简捷快速，可采用直流潮流法或线性规划法。

双重故障停运　两个元件同时不能执行规定功能而退出运行，但每个元件退出运行的原因是独立的。

若 λ_i 和 μ_i 分别是元件 $i(i=1,2)$ 的故障率和修复率。对于可靠度而言，如果两元件逻辑关系为并联时，则独立的双重故障停运 (double outage) 的计算公式为

$$\lambda_p = \lambda_1 \lambda_2 (\gamma_1 + \gamma_2) \tag{1}$$

$$\gamma_p = \frac{\gamma_1 \gamma_2}{\gamma_1 + \gamma_2} \tag{2}$$

$$U_p = \lambda_1 \lambda_2 \gamma_1 \gamma_2 \tag{3}$$

如果两元件的逻辑关系为串联时，则其停运的计算公式为

$$\lambda_p = \lambda_1 + \lambda_2 \tag{4}$$

$$\gamma_p = \frac{\lambda_1 \gamma_1 + \lambda_2 \gamma_2}{\lambda_1 + \lambda_2} \tag{5}$$

$$U_p = \lambda_1 \gamma_1 + \lambda_2 \gamma_2 \tag{6}$$

式中 λ_p 为双重故障停运的故障率；γ_p 为每次停运的时间；U_p 为一年的停运时间；$\gamma_i = 1/\mu_i$ 是元件 i 的修复时间。

故障停运与计划检修停运重叠　一个元件计划检修时另一元件发生故障停运，但这两个事件是独立的。这种重叠停运可能由两种情况组成：①元件 1 计划检修停运时，元件 2 故障停运；②元件 2 计划检修停运时，元件 1 故障停运。故障停运与计划检修停运重叠的主要计算公式为

$$\lambda''_p = \lambda''_1 (\lambda_2 \gamma''_1) + \lambda''_2 (\lambda_1 \gamma''_2) \tag{7}$$

$$\gamma''_p = \frac{\lambda''_1 (\lambda_2 \gamma''_1)}{\lambda''_p} \frac{\gamma''_1 \gamma_2}{\gamma''_1 + \gamma_2} + \frac{\lambda''_2 (\lambda_1 \gamma''_2)}{\lambda''_p} \frac{\gamma_1 \gamma''_2}{\gamma_1 + \gamma''_2} \tag{8}$$

$$U''_p = \lambda''_p \gamma''_p \tag{9}$$

式中 $\lambda''_i(i=1,2)$ 为元件 i 的检修计划停运率；$\lambda_i(i=1,2)$ 为元件 i 的故障率；$\gamma_i(i=1,2)$ 为元件 i 的故障修理时间；γ''_i 为 $(i=1,2)$ 为元件 i 的计划检修时间；λ''_p 为故障与计划检修重叠的等值故障率；γ''_p 为一次停运的等效修理时间；U''_p 为一年中由于故障与计划检修重叠的停运时间。

三重故障停运　三个元件同时不能执行规定功能而退出运行，但每个元件退出运行的原因是独立的。三重故障 (triple outage) 停运的计算公式为

$$\lambda_p = \lambda_1 (\lambda_2 \gamma_1) \left(\lambda_3 \frac{\gamma_1 \gamma_2}{\gamma_1 + \gamma_2}\right) + \lambda_1 (\lambda_3 \gamma_1) \left(\lambda_2 \frac{\gamma_1 \gamma_3}{\gamma_1 + \gamma_3}\right)$$
$$+ \lambda_2 (\lambda_1 \gamma_2) \left(\lambda_3 \frac{\gamma_1 \gamma_2}{\gamma_1 + \gamma_2}\right) + \lambda_2 (\lambda_3 \gamma_2) \left(\lambda_1 \frac{\gamma_2 \gamma_3}{\gamma_2 + \gamma_3}\right)$$

$$+\lambda_3(\lambda_1\gamma_3)\left(\lambda_2\ \frac{\gamma_1\gamma_3}{\gamma_1+\gamma_3}\right)+\lambda_3(\lambda_2\gamma_3)\left(\lambda_1\ \frac{\gamma_2\gamma_3}{\gamma_2+\gamma_3}\right) \quad (10)$$

$$\gamma_p=\frac{\gamma_1\gamma_2\gamma_3}{\gamma_1\gamma_2+\gamma_2\gamma_3+\gamma_1\gamma_3} \quad (11)$$

$$U_p=\lambda_1\lambda_2\lambda_3\gamma_1\gamma_2\gamma_3 \quad (12)$$

式中 λ_i（$i=1$，2，3）为元件 i 的故障率；γ_i（$i=1$，2，3）为元件 i 的故障修理时间；λ_p 为三重故障停运率；γ_p 为出现一次三重故障停运时间；U_p 为一年的三重故障停运时间。

共同模式停运（common mode outage）由于同一种外部原因造成多个元件停运的事件，这些停运后果并不互相影响。同杆并架两回或两回以上输电线路遭受雷击时就可能发生共同模式停运。

考虑共同模式停运的二阶重叠事件通常有两种计算模型：①具有单一停运状态的两元件模型；②具有分开停运状态的两元件模型。

具有单一停运状态的两元件模型　独立的双重故障停运和共同模式停运具有单一停运状态。此时，如果所有的维修都是独立地进行而且每个元件单独地恢复运行，那么 $\mu_{12}=0$，μ_{12} 是共同模式停运的修复率（见图1）。如果两个元件同时故障，但修复过程可以是同时的，也可以是分开的，这时 $\mu_{12}>0$。这种模型可以用于分析沿共同路径架设或同杆架设的双回输电线路的共同模式停运。计算公式为

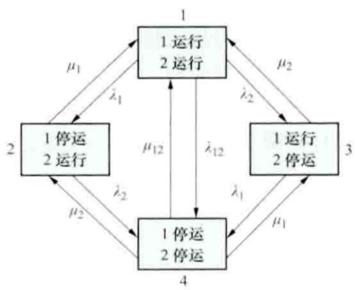


图1　具有单一停运状态的两元件模型

$$\lambda_{pp}=\lambda_1\lambda_2(\gamma_1+\gamma_2)+\lambda_{12} \quad (13)$$

$$\gamma_{pp}=\frac{\gamma_1\gamma_2\gamma_{12}}{\gamma_1\gamma_2+\gamma_2\gamma_{12}+\gamma_1\gamma_{12}} \quad (14)$$

当 $\mu_{12}=0$ 时

$$\gamma_{pp}=\frac{\gamma_1\gamma_2}{\gamma_1+\gamma_2} \quad (15)$$

式中 λ_i（$i=1$，2）为元件 i 的故障率；λ_{12} 为共同模式故障率；γ_i（$i=1$，2）为元件 i 的故障修理时间；γ_{12} 为共同模式停运的修复时间；λ_{pp} 为两个元件考虑独立的双重故障停运和共同模式停运的故障率；γ_{pp} 为两个元件考虑独立的双重故障停运和共同模式停运的修复时间。

具有两个停运状态的两元件模型　独立的双重故障停运和共同模式停运具有两个停运状态。所有的修复率不等于零，而等于相应元件的修复时间的倒数。所有共同模式停运通过一个有效的共同模式维修过程而得到修复（见图2）。计算公式为

$$\lambda_{pp}=\lambda_1\lambda_2(\gamma_1+\gamma_2)+\lambda_{12} \quad (16)$$

$$\gamma_{pp}=(\lambda_1\lambda_2\gamma_1\gamma_2)/\lambda_{pp}+\lambda_{12}\gamma_{12} \quad (17)$$

考虑气象条件的元件停运　考虑气象影响时所建立的发输电系统各元件的停运模型。输电线路在露天环境运行，受气象条件影响很大，故必须考虑气象的影响。一般地将天气分为好天气和坏天气两种。坏天气时间虽短，但坏天气时元件的故障率比好天气时和坏天气时两者的平均故障率高得多，这种现象称为故障积聚。如果可靠性计算中简单地使用平均故障率，那么独立的多重停运事件的频率明显地被缩小了。因此，计算中应该分别采用好天气时和坏天气时的故障率。

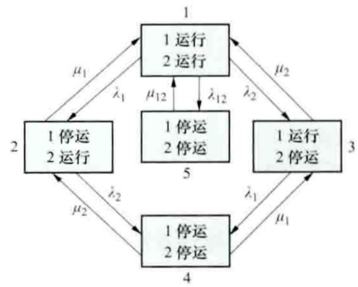


图2　具有两个停运状态的两元件模型

对于 n 个元件组成的串联系统，好天气时和坏天气时的故障率可用以下公式计算

$$\lambda_c=\sum_{k=1}^{n}\lambda_k \quad (18)$$

$$\lambda'_d=\sum_{k=1}^{n}\lambda'_k \quad (19)$$

式中 λ_c，λ'_d 分别为系统在好天气时和坏天气时的故障率；λ_k，λ'_k 分别为元件在好天气和坏天气时的故障率。

对于两个元件的并联系统，假定坏天气不作计划检修，那么考虑天气时的等效故障率和停运时间可按以下公式计算

$$\lambda_p=A+B \quad (20)$$

$$\gamma_p=\frac{A}{A+B}\times\frac{\gamma_1\gamma_2}{\gamma_1+\gamma_2}+\frac{B}{A+B}\left(\frac{\gamma_1\gamma_2}{\gamma_1+\gamma_2}+S\right) \quad (21)$$

$$A=\frac{N}{N+S}\left[\lambda_1\lambda_2\ (\gamma_1+\gamma_2)\ +\frac{S}{N}\ (\lambda'_1\lambda_2\gamma_1+\lambda_1\lambda'_2\gamma_2)\right] \quad (22)$$

$$B=\frac{S}{N+S}\ (2\lambda'_1\lambda'_2S+\lambda_1\lambda'_2\gamma_1+\lambda'_1\lambda_2\gamma_2) \quad (23)$$

式中 λ_i（$i=1$，2）为元件 i 在好天气时的故障率；λ'_i（$i=1$，2）为元件 i 在坏天气时的故障率；λ_p 为系统等效故障率；γ_i（$i=1$，2）为元件 i 在好天气时的修复时间；γ_p 为系统等效修复时间；S 为坏天气期望持续时间；N 为好天气期望持续时间。

考虑气象条件对故障率的影响使数据统计工作的复杂性增加，也使建立计算模型的复杂性增加。

参考书目

Billintan R，Allan R N. Reliability Evaluation of Power Systems. London：Kluwer Academic/ Plenum Publishers，1996.

Ali A Chowdhury，Don O Koval. Power Distribution System Reliability Practical Methods and Applications. Piscataway：IEEE Press，2009.

fanshixian guodianliu baohu

反时限过电流保护　（inverse-time overcurrent protection）　见电流保护。

fangxiang bijiaoshi zonglian baohu

方向比较式纵联保护　（direction comparison pilot protection system）　综合比较本线路各端保护的故障方向判别信息以确定故障区间（本线路内部或外部）的一种线路纵联保护。它普遍适应于超高压线路，是使用最为广泛的线路纵联保护。

原理　本线路内部故障时，各端保护均发出正方向（规定正方向为由母线指向本线路）故障信息，纵联保护动作；外部故障时，在靠近故障点的一端保护发出反方向（由本线路指向母线）故障信息，各端纵联保护不动作。动作判据为

本线路各端保护的正方向故障信息的“与”工作方式。

主要类型 可按故障的判定范围、传输信息的功能或方向判别的工作原理分类。

按故障的判定范围分类 根据本线路各端保护判定正方向故障的范围不同，可分为：①超范围式纵联保护。当判定故障发生在正方向范围时即向其他各端发出正方向故障信息。②欠范围式纵联保护。只有判定故障发生在被保护线路上时，才向其他各端发出正方向故障信息（允许跳闸信息）。（见超范围式与欠范围式纵联保护）

按传输信息的功能分类 根据本线路各端保护经通道传输不同功能的故障判别信息分为：①允许跳闸式。只有收到对端送来的信息时才允许本端的纵联保护动作，向断路器发出跳闸命令。当应用电力线载波通道时，这种方式难以兼顾收信安全性与可靠性。②闭锁式。收到送来的信息时禁止本端的纵联保护动作。可适用于电力线载波通道。

按方向判别的工作原理分类 以本端的电压、电流两组电气量按不同工作原理构成故障方向判别。应用的主要有相序分量方向判别、方向距离判别与故障分量方向判别等。

相序分量方向判别。有负序方向与零序方向两种，前者能判定各种不对称故障的方向；后者结构简单，能有效地反应高电阻接地故障，最为常用。负序与零序方向的保护范围不易固定，只适于构成超范围式纵联保护。

方向距离判别。采用带方向的距离元件判定故障方向，因而具有距离保护的基本特点与性能，有明确的保护区，可用以构成超范围式与欠范围式纵联保护。

故障分量方向判别。有利用一次系统故障分量中的工频故障分量与高频暂态分量（行波）两种方式。前者叫工频突变量方向比较式纵联保护，它反映短路故障发生前后的线路电流中工频分量突变量与母线电压中工频分量突变量的相位关系而动作，其特点是具有优良的方向性和高速动作，在中国，已研究成功并有工业产品在电力系统中投入实际运行；后者称为行波保护，已提出了行波方向比较与行波极性比较等可能方式。

发展趋势 由方向距离元件和零序方向元件构成的各种方向比较式纵联保护，可以保护本线路各种类型故障，适应于各种长短距离线路，对通信通道要求低，是超高压电力网中应用最为广泛的一种纵联保护。随着微机型继电保护技术的推广使用，方向比较式纵联保护仍将是超高压电力网中成套微机继电保护的一种主要形式。

fangxiang guodianliu baohu

方向过电流保护 （directional overcurrent protection）
见电流保护。

fangwu bisuo

防误闭锁 （misoperation blocking） 见变电站自动化系统基本应用功能。

feiquanxiang yunxing

非全相运行 （open-phase operation） 三相交流电力系统由于电气设备发生故障断开一相或两相而出现的运行状态。在非全相运行中，两相运行的概率大，一相运行的概率很小。电力系统非全相运行时产生很大的负序电流和零序电流（见对称分量法）。负序电流进入发电机后，造成发电机定子绕组端部和转子过热，所以须禁止发电机两相运行。零序电流则对通信产生干扰。负序电流和零序电流也可能使继电保护和安全自动装置误动；如果进入用户，还会对用电设备和生产造成影响。电力系统中不允许一相运行，电力系统两相运行一般有输电线路两相运行和变压器两相运行两种情况。

输电线路两相运行 分为两种情况：①输电线路一相发生瞬时故障跳闸断开，另两相（非故障相）继续运行。装有单相重合闸的线路两相运行的持续时间很短（一般为0.5～2s），对系统影响不大，这种短暂的两相运行是允许的。单相重合闸停用或不装单相重合闸的线路不允许长时间两相运行，须将线路完全断开。②输电线路一相断线或断路器机构失灵造成一相合不上闸（或运行中一相断开）而形成的两相运行。这种情况下两相运行状态不能短时消除，允许运行的时间由其所引起的发电机负序电流的大小和对通信干扰的情况而定。单回负荷线路不允许两相运行。

变压器两相运行 三相变压器能否两相运行取决于其接线方式、电压电流的不对称值以及能通过的可用容量。当变压器的三角形接线侧与发电机连接时，则允许变压器两相运行的负荷和时间还取决于发电机不过负荷和负序电流的允许值。

feishui kezaisheng nengyuan fadian

非水可再生能源发电 （non-hydro renewable energy power generation） 利用在自然界中可以不断再生并有规律地得到补充或重复利用的能源（不包括常规水能）产生电力的过程。非水可再生能源种类多样，主要包括太阳能、风能、生物质能、海洋能和地热能等。非水可再生能源具有蕴藏量巨大、可以再生、分布广泛、环境友好、建设时间短等优点，但也存在能量密度低、不稳定、资源分布差异大等不足。因此，非水可再生能源发电必须和电网相结合，才能更好发挥优势。其运行特点主要为：①机组容量比常规发电机组小；②发电稳定性较差；③调频调压能力受限；④资源分布差异大，受自然条件影响大；⑤可预测性和可调度性差；⑥可并网运行，也可远离电网独立运行；⑦非水可再生能源发电可以大规模集中送出，也可以分布式就地并网；⑧生产相同的电量，发电装机容量大，占用空间也大；⑨发电成本仍较高等。

非水可再生能源作为电能使用，初期水平较低、规模较小。从20世纪70年代起，为了应对化石能源短缺、气候变化和环境保护压力，非水可再生能源的研究与开发开始得到重视。进入21世纪，非水可再生能源发电有了较大发展，2004～2011年全球非水可再生能源发电发展情况见图1。到2011年底，全球累计风电装机达到23800万kW，中国风电累计装机容量达到6200万kW。2011年，全球新增太阳能发电装机容量约2800万kW，累计装机容量达6900万kW。中国新增太阳能发电装机容量约220万kW，累计达到300万kW左右。到2011年底，全球生物质发电总装机容量约为7200万kW，中国生物质发电装机达到550万kW。2011年世界非水可再生能源发电装机容量约为3.9亿kW，占全部装机

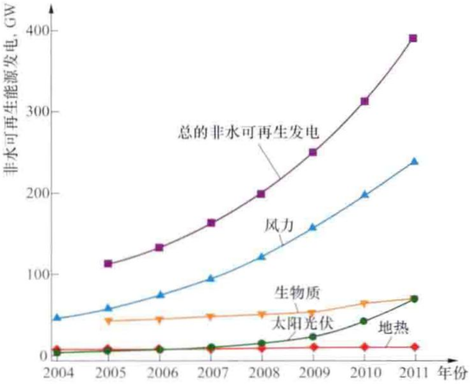


图 1 全球非水可再生能源发电发展

容量的7.2%。中国非水可再生能源并网装机容量约5409万kW，约占全部发电装机容量的5.1%。

太阳能发电（solar energy power generation） 将太阳的辐射能转换为电能的系统。太阳能是由太阳内部核聚变反应向宇宙空间发射的电磁辐射形式的能量。其中每年投射到地面上的辐射能高达1.05×10^{18}kW·h（3.78×10^{24}J），相当于1.3×10^{6}亿t标准煤。大部分可再生能源其实都是太阳能的储存。太阳能发电是太阳能利用的主要方向。利用太阳能发电有太阳能光发电和太阳能热发电两大类型。

太阳能光发电。将太阳能直接转变成电能的一种发电方式，包括光伏发电、光化学发电、光感应发电和光生物发电四种形式，其中最常用的是光伏发电和光化学发电。

光伏发电系统如图2所示，可以并网运行，也可独立运行。光伏发电系统是利用太阳能电池直接将太阳能转换成电能的发电系统。它的主要部件是太阳光伏电池、储能装置（蓄电池等）、控制器和电力变换器。光伏发电具有不需燃料、环境友好、维护简单、由模块组成、功率可大可小等突出优点，获得了广泛应用，自20世纪90年代后期以来，光伏发电进入了快速发展时期。预计在不远的将来，太阳能光伏发电（见图3）将成为世界能源供应的主体之一。

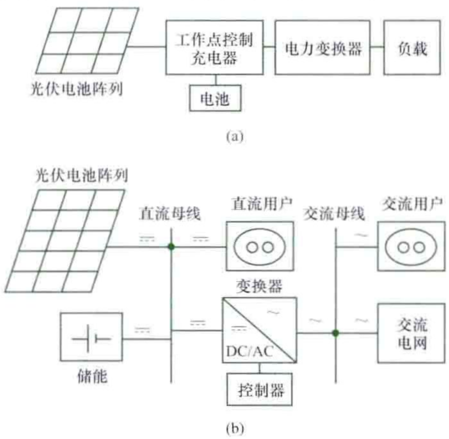


图 2 光伏发电系统

(a) 孤立（户用）发电系统；(b) 并网发电系统

基于光-电转换的太阳能电池类型很多，如单晶硅、多晶硅、非晶硅、硫化镉、砷化锌电池等。量产单晶硅转化效率在18%左右，实验室可以做到22%以上；多晶硅量产在16%左右，实验室可以做到20%。

在光化学发电中应用的太阳能电池有电化学光伏电池、光电解电池和光催化电池。

见《新能源发电卷》太阳能光发电。

太阳能热发电。有太阳热能直接转化成电能和聚光太阳能热发电两类。太阳热能直接转化成电能，如半导体或金属材料的温差发电，真空器件中的热电子和热电离子发电，碱金属热电转换，以及磁流体发电等，这些发电装置基本没有转动部件，发电容量小，除了太阳热温差发电技术相对成熟外，其他大多处于试验研究阶段。聚光太阳能热发电（concentrating solar power，CSP），按照太阳能采集方式可划分为槽式热发电、塔式热发电和碟式热发电3类：①槽式热发电（见图4）利用抛物柱面槽式反射镜将阳光聚焦到管状的接收器上，并将管内的传热工质加热产生蒸汽，推动常规汽轮机组发电；②塔式热发电（见图5）利用众多的定日



图 3 西藏桑日光伏电站（位于西藏自治区桑日县，装机容量10MW，一期工程5MW于2010年投产，二期工程5MW于2011年投产）（中国电力投资集团公司 提供）



图 4 槽式太阳能热发电

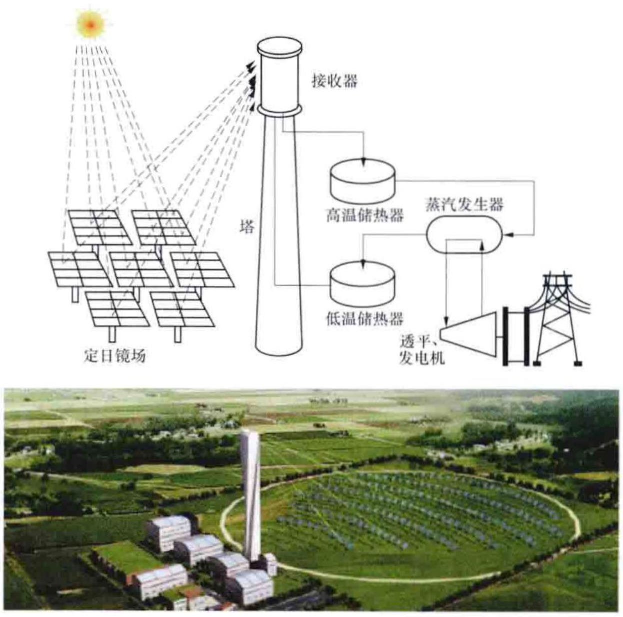


图 5 塔式太阳能热发电

镜，将太阳热辐射反射到置于高塔顶部的高温集热器（太阳锅炉）上，加热工质产生过热蒸汽，或直接加热集热器中的水产生过热蒸汽，驱动汽轮发电机组发电；③碟式热发电（见图 6）采用碟（盘）状抛物面镜聚光集热器，将入射阳光聚集在焦点处（点聚焦集热器），将传热工质加热到 750℃左右，驱动发动机发电。这 3 种热发电方式各有优缺点，已有的槽式热发电单元容量达到 80MW，塔式热发电的单元容量达到 10MW，碟式热发电单元容量达到 25kW。



图 6 碟式太阳能热发电

见《新能源发电卷》太阳能热发电。

风力发电 (wind power generation) 将风所蕴含的动能转换成电能的工程技术。风能是地球表面大量空气流动所产生的动能。全球风能资源总量约为 2.74×10^{3} TW（太瓦，$1TW=10^{12}W$），其中可利用的风能为 20 TW。根据中国气象局第 4 次风能资源普查结果，中国陆上离地面 50m 高度达到 3 级以上风能资源的潜在开发量约 23.8 亿 kW。中国 5～25m 水深线以内近海区域、海平面以上 50m 高度可装机容量约 2 亿 kW。风力发电（见图 7）是将风力机桨叶采集的风能（动能）转换成风轮转动的机械能，经过传动装置，把机械能传递给发电机轴，再由发电机把机械能转换为电能的系统技术，如图 8 所示。



图 7 风力发电

风力发电所用的装置称作风力发电机组。风力机通常有水平轴（风轮的旋转轴与风向平行，见图 9、图 10）和垂直轴（风轮的旋转轴与气流或地面垂直）两大类，前者应用较普遍。水平轴风力发电机组大体上可分风力机（包括风轮、叶片和尾舵等）、传动装置、发电机和支持结构四部分。

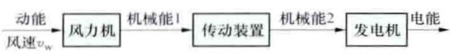


图 8 风力发电的能量转换过程

实现风能到电能的转换有多种方法。从风能（功率）出发和把机械功率变成电功率的技术路线示于图 11。



图 9 水平轴风力发电机组



图 10 风力发电机组安装

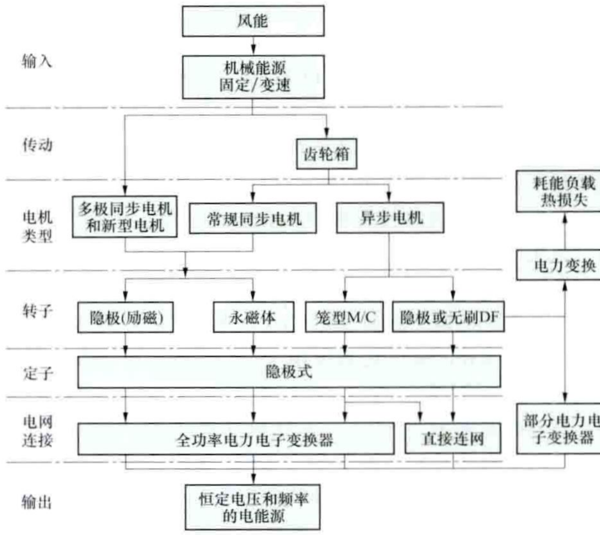


图 11 风力发电机系统的技术路线图

全球并网型风力发电机组和风力发电厂发展的总趋势是：①单机从小容量向大容量发展，5MW 的大型风力发电机组已于 2005 年在德国投入试运行，10MW 的大型风力发电机组在研制中。②定桨距向变桨距、变速恒频发展，以获得更高的发电效率，并保持输出功率的平稳。③陆上风电向海上风电发展，海上风速大且稳定，年平均利用小时可达 3000h 以上，可采用大型风电机组。④结构设计向紧凑、柔性、轻型化发展。⑤能参与功率频率调节和无功电压控制，在电网故障时能够支持电网，一定程度上成为可控可调度的电厂。⑥风力发电成本不断降低。风力发电技术不断进步和风力发电机组可靠性的提高，单机容量增大，规模经济性日益明显，将使风力发电的成本不断下降。

见《新能源发电卷》风力发电。

生物质发电 (biomass power generation) 利用生物质所具有的生物质能进行的发电。生物质发电流程如图 12 所示。每年地球上仅通过光合作用生成的生物质总量就达 1440 亿～1800 亿 t（干重），其能量相当于 20 世纪 90 年代初全世界总能耗的 3～8 倍。中国生物质能的理论资源总量接近 15 亿 t 标准煤。生物质能含硫量极低，仅为 3‰，不到煤炭含硫量的 1/4。

生物质发电按发电方式分为直接燃烧发电和气化发电两种。直接燃烧发电是通过压块细密成型技术将生物质压缩成高密度固体燃料再通过直接燃烧发电，主要包括农林废弃物

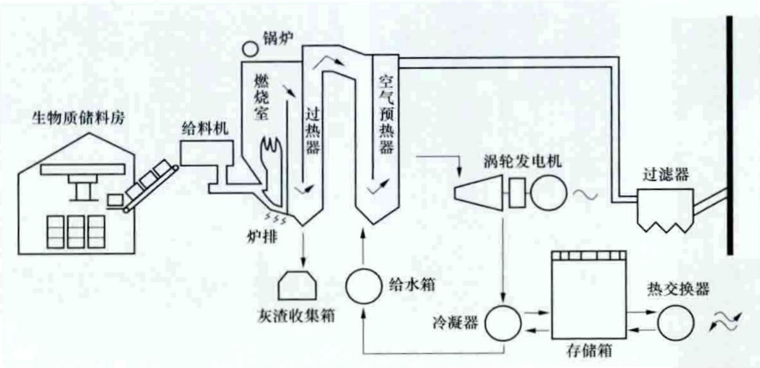


图 12　生物质发电流程

直接燃烧发电和垃圾焚烧发电两种。2006 年，中国第一个直接燃烧发电示范项目在山东单县投产。气化发电是通过热化学转换技术将固体生物质转换成可燃气体或通过生物化学转换技术将生物质在微生物的发酵作用下转换成沼气等再进行发电，主要包括农林废弃物气化发电、垃圾填埋气发电、沼气发电三种。（见《新能源发电卷》生物质发电）

到 2010 年底，中国建成投产各类生物质发电装机合计约 670 万 kW，其中蔗渣发电 170 万 kW，秸秆林木废弃物发电 226 万 kW，城市垃圾发电 223 万 kW，沼气和垃圾填埋气发电 50 万 kW。

基础和应用技术研究　大规模发展非水可再生能源电力，特别是风电和太阳能发电，需要开展多方面的基础和应用技术研究，包括：①大容量风电机组的制造技术；②降低太阳能电池组件的制造成本，提高太阳能电池能量转换效率的新型光伏材料的开发；③大规模风能、太阳能电力的远距离输送技术；④大容量集中和分布式电能储存技术；⑤大容量风电场和大面积太阳能电站群的运行维护和接入系统技术；⑥大规模风能、太阳能电力的调度、控制和保护技术；⑦风电场和光伏电站储能设施配置及优化运行；⑧太阳能热发电技术和示范工程建设；⑨新能源发电成本等评估技术；⑩包括大型风能发电和太阳能发电的综合能源基地的规划和建设等。

参考书目

程明，张建忠，王念春．可再生能源发电技术．北京：机械工业出版社，2012．

姚兴佳，等．可再生能源及其发电技术．北京：科学出版社，2010．

feitongbu yunxing

非同步运行　(out of step operation)

交流电力系统中并列运行的发电机各以不同频率（转速）运行时的状态。非同步运行包括发电厂（部分发电机或全部发电机）对电力系统的非同步运行和在同一系统内的一个区域电力系统对另一个区域电力系统的非同步运行。

特征　非同步运行是一种严重的事故异常运行工况，其特征是：①电力系统不同点电压按转差频率周期性地变化（振荡），其变化幅值各不相同。在振荡中心，当两侧电源电动势夹角为 180°时的电压等于或接近于零。②系统中各元件内电流按转差频率周期性变化（振荡）。③发电机有功功率以双倍转差频率呈周期性变化。

产生原因　非同步运行是一种不稳定的运行工况，其产生的原因大多是由于电力系统发生了扰动；电力系统运行电压低于静态稳定极限（见电力系统稳定）；发电机调速、调压系统失灵；发电机失去励磁；发电机或与发电厂相连接的线路与电力系统非同步并列等。

危害及其消除　非同步运行引起系统中各点的电压、电流及功率大幅度波动，严重破坏电力系统正常运行，对设备和电力用户都十分有害，应迅速消除。消除非同步运行分两种情况：①电力系统稳定未被破坏，可依靠自动装置的调整而逐渐恢复同步运行；②如系统稳定被破坏，则经自动解列装置（或手动操作）将非同步运行的机组或电力系统的两个部分解列，然后再重新并列（见并列与解列）。

feitongqi chonghezha

非同期重合闸　(auto-reclosing without synchronism checking between line and bus voltages)

见三相重合闸。

fenbushi dianyuan kongzhi

分布式电源控制　(distributed resource control)

为使分布式电源具备特定的运行特性而采取的控制策略。分布式电源（见分布式发电）的类型不同，在微电网中所起的作用也不相同，需要采取不同的控制方法。

常见的分布式电源控制方法包括恒功率控制、恒压/恒频控制和 Droop 控制。

恒功率控制　当分布式电源并网逆变器所连接交流网络系统的频率和电压在允许范围内变化时，保持分布式电源输出的有功功率和无功功率不变的控制方法，又称 *PQ* 控制。采用恒功率控制的主要目的是使分布式电源输出的有功功率和无功功率等于其参考功率，其实质是将有功功率和无功功率解耦后分别进行控制，控制原理如图 1 所示。

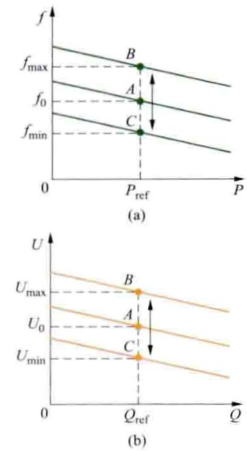


图 1　恒功率控制原理
（a）频率下垂特性；
（b）电压下垂特性

分布式电源系统的初始运行点为 *A*，输出的有功功率和无功功率分别为给定的参考值 P_{ref} 与 Q_{ref} 时，系统频率为 f_0，分布式电源所接交流母线处的电压为 U_0。有功功率控制器保证在频率允许的变化范围内（$f_{min} \leqslant f \leqslant f_{max}$），使分布式电源输出的有功功率维持在给定的参考值；无功功率控制器保证在电压允许的变化范围内（$U_{min} \leqslant U \leqslant U_{max}$），输出的无功功率维持在给定的参考值。采用恒功率控制方式的分布式电源并不能维持系统的频率和电压，如果是一个独立运行的微电网系统，则系统中必须有维持频率和电压的分布式电源；如果是并网运行的微电网，则由常规电网维持电压和频率。

恒压/恒频控制　使分布式电源逆变器所接交流母线的

电压幅值和系统输出的频率不随分布式电源输出功率变化，而是维持不变的控制方法，又称 V/f 控制。其控制原理如图 2 所示。

分布式电源系统的初始运行点为 A，系统输出频率为 f_{ref}，分布式电源所接交流母线处的电压为 U_{ref}，分布式电源输出的有功功率和无功功率分别为 P_0 与 Q_0。频率控制器通过调节分布式电源输出的有功功率，使频率维持在给定的参考值；电压调节器调节分布式电源输出的无功功率，使电压维持在给定的参考值。恒压/恒频控制方式主要应用于微电网孤岛运行模式，处于该种控制方式下的分布式电源为微电网系统提供电压和频率支撑，相当于常规电力系统中的平衡节点。由于任何分布式电源都有容量限制，只能提供有限的功率，故采用此控制方法时需提前确定孤岛运行条件下负荷与电源之间的功率匹配情况。

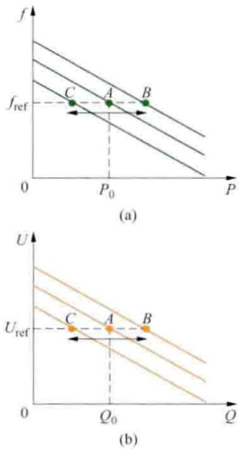


图 2　恒压/恒频控制原理
(a) 恒频控制；
(b) 恒压控制

Droop 控制　模拟发电机组"功频静特性"的一种控制方法。这类方法又可分为 P-f 和 Q-V 类 Droop 控制方法和 f-P 和 V-Q 类 Droop 控制方法。

P-f 和 Q-V 类 Droop 控制方法　基本思想是通过分布式电源输出的有功功率和无功功率的测量值，利用 P-f 和 Q-V 相关特性确定频率和电压幅值的参考值，其控制原理如图 3 所示。

分布式电源系统的初始运行点为 A，输出的有功功率为 P_0，无功功率为 Q_0，系统频率为 f_0，分布式电源所接交流母线处的电压为 U_0。当系统有功负荷突然增大时，有功功率不足，控制器将使频率下降；系统无功负荷突然增大时，无功功率不足，控制器将使电压幅值下降。最终在控制系统作用下达到新的功率平衡，即过渡到 B 点运行。反之亦然。

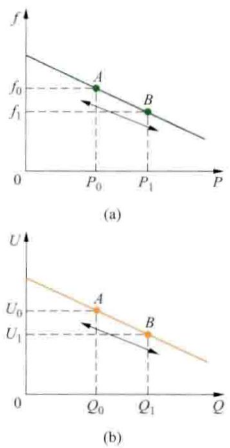


图 3　Droop 控制原理
(a) P-f 控制；
(b) Q-V 控制

f-P 和 V-Q 类 Droop 控制方法　基本思想是通过系统频率和分布式电源系统所接交流母线处电压幅值的测量值，利用相关 f-P 和 V-Q 特性确定分布式电源有功功率和无功功率的输出参考值。这种控制策略的原理同样如图 3 所示。

除了上述控制方法外，Droop 控制还存在其他的控制方式，例如，考虑到低压配电线路呈阻性特点，也可采用 P-V（有功功率控制电压幅值）和 Q-f（无功功率控制输出频率）控制方法。

参考书目

王成山．微电网分析与仿真理论．北京：科学出版社，2013.

fenbushi fadian

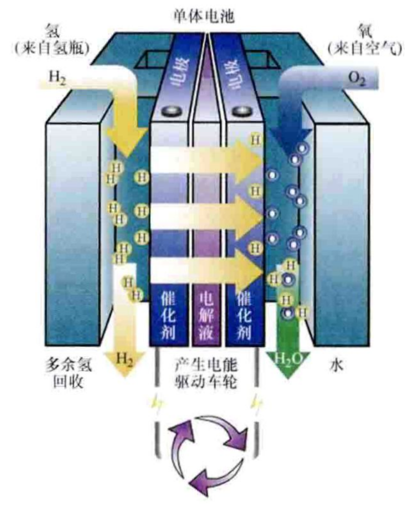
分布式发电

（distributed generation）　利用电力负荷用户附近各种分散存在的能源产生电能的发电方式。分散存在的能源包括可再生能源（太阳能、生物质能、风能、水能、海洋能等）和本地可方便获取的化石燃料（如天然气）。小型的分布式发电系统容量通常在几百千瓦以内，大型的分布式发电系统容量可达兆瓦级。分布式发电的主要特点是清洁、低污染。

由于一些可再生能源具有间歇性和随机性，使得仅依靠这些电源自身的调节能力直接满足负荷需求实现功率平衡比较困难，通常还需要其他电源（外部或内部）或储能系统（见电力系统储能）的配合。微电网是实现分布式发电系统灵活、高效应用与有效管理的重要手段。

分布式发电种类很多，如小型风力发电、光伏发电、燃料电池发电（见图）、生物质发电、微型燃气轮机发电、海洋能发电、各种工业设施的余热发电等，相关技术千差万别。很多种类的分布式发电技术已经成熟并获得规模化应用，但也有很多分布式发电技术尚处于研究探索阶段。

分布式发电系统与传统的集中式发电系统在系统结构、运行方式、控制与保护等方面具有显著差异（见分布式电源控制）。分布式发电系统一般由分布式电源及其与电网的接口环节构成，这时的分布式电源特指分布式发电系统中完成各种一次能源向电能转化的装置，有时分布式电源也被用作分布式发电系统和储能系统的总称。



氢燃料电池发电原理

对于同步电机或异步电机类型的分布式发电系统，若其发电频率和电压可以直接满足并网系统或负荷的要求，一般可以直接并网或向负荷供电；若频率和电压不能满足要求，则需通过电力电子变流装置并网或向负荷供电。相对于直接并网型分布式发电系统，更多类型的分布式发电系统中含有电力电子变流装置，用于与外部电网或负荷连接。分布式发电系统并网方式的不同直接导致了其动态特性、故障特性与控制方式的不同。

fenzu chuansongwang

分组传送网

（packet transport network，PTN）

基于分组技术、面向连接的多业务综合传送技术。分组传送网继承了传送网的优势，增强了分组业务的操作管理维护（operation administration and maintenance，OAM），提高了服务质量（quality of service，QoS），放弃了复杂的无连接特性，不仅可以承载电信级以太网业务，还可以兼容时分复用（time-division multiplexing，TDM）、多协议标签交换

(multi-protocol label switching，MPLS)、异步传输模式(asynchronous transfer mode，ATM)等业务，是MPLS、以太网和传送网三种技术相结合的产物。

发展背景 通信业务的全互联网化(IP化)和网络的融合趋势是分组传送网产生和发展的主要驱动力。随着通信业务的IP化，传统的基于电路交换的SDH/MSTP传送网需要由"电路交换核心"向"分组交换核心"转变，由"一个网络承载单一服务"向"一网承送多重业务"转变，实现分组业务的高效传送和全业务的统一承载，分组传送网正是在这种需求下产生。

分组传送网主流实现技术是MPLS传送子集(MPLS-TP)。MPLS-TP标准的前身是传送多协议标记交换(T-MPLS)，T-MPLS最早由国际电信联盟电信标准化部门(ITU Telecommunication Standardization Sector，ITU-T)于2005年提出，旨在通过对MPLS的修改以实现电信级的简单高效的分组传送。从2008年4月开始，ITU-T暂停T-MPLS标准的开发，正式与Internet工程任务组(Internet Engineering Task Force，IETF)合作开发MPLS-TP标准。MPLS-TP在继承T-MPLS理念和需求的基础上，增加了对MPLS技术的兼容性。

MPLS-TP由相互独立的传送平面、管理平面和控制平面组成。传送平面主要对客户数据和信令数据进行适配和分组转发；管理平面主要执行平面间的协同操作和系统的管理功能；控制平面则主要通过信令机制建立标签转发通道并进行标签的分发。

特点 相对于其他传送技术，分组传送网具有全业务承载、高生存性、良好同步等特点。

全业务承载能力。分组传送网使用"区分服务(DiffServ)+流量工程"的QoS机制提供对各种类型业务的支持能力。特别是分组传送网采用的分组交换内核不仅提供了对数据业务的适应性，还通过采用端到端伪线仿真(PWE3)技术提供了对电路型服务的兼容。

高生存性。分组传送网的生存性主要由基于传送平面的保护倒换技术和基于控制平面的恢复技术来实现。MPLS-TP的保护机制支持线性保护和环网保护，能够实现与SDH相同的小于50ms的保护效果，而恢复技术则能够在控制平面的作用下提供网络的自愈能力。

良好同步。分组传送网通过采用同步以太网技术和IEEE 1588v2解决网络中的频率同步和时间同步问题。同步以太网技术通过以太网物理层实现同步，实现方式类似于传统的SDH网络；IEEE 1588v2可以很好地支持时间同步，有望成为GPS同步的替代方案。2009年2月，IEEE 1588v2标准被IEC采纳为IEC 61588 Edition 2.0。

2009年7月，中国工业与信息化部批准分组传送网设备成为新的电信设备入网类型，中国电信运营商从2010年起已开始大规模使用分组传送网设备，电力系统内也已经有该类型设备的使用。

分组传送网与光传送网(optical transport network，OTN)已得到大规模部署。但随着应用的深入，PTN与OTN的融合解决方案—分组光传送网(POTN)逐渐被业界所重视，已有设备厂家发布PTN向POTN平滑演进解决方案。

参考书目

龚倩，徐荣，李允博，田沛．分组传送网．北京：人民邮电出版社，2009.

fengdianchang he guangfu dianzhan bingwang baohu

风电场和光伏电站并网保护 (grid-connected protection of wind farms and photovoltaic power stations)

风电场和光伏电站与电网相连的公共连接点(point of common coupling，PCC)处配置的保护。该保护用以检测公共连接点处电网侧和电站侧发生的故障或异常状态，作用于开断公共连接点处的并网开关(断路器)并发出告警信号。

保护配置及保护原理 风电场和光伏电站并网保护应配置过电压和低电压、过频和低频、过电流、逆功率及防孤岛等保护功能，还应具备恢复并网的合闸功能。

当公共连接点处电压或频率超过相关标准的限定值时，应在规定的分闸时间内将风电场和光伏电站从电网中切除。

对电站侧或电网侧发生的短路故障，可通过检测公共连接点处流过的相电流的大小、方向来判别故障，动作于并网开关跳闸。

在中国国家标准中，根据是否允许向电网送电，将光伏电站分为可逆流和不可逆流两种并网方式。对于采用不可逆流并网方式的光伏发电站，应配置逆功率保护来反应功率的逆向输送。

防孤岛保护是针对风电场和光伏电站孤岛效应而配置的保护。孤岛效应是电网失压后，风电场和光伏电站仍保持向失压电网中某一部分线路继续供电的运行状态。一方面，孤岛运行状态危及电网线路维护人员和用户的安全，干扰电网的正常合闸；另一方面，孤岛运行电网中的电压、频率不受控制，将对配电设备和用户设备造成破坏。若风电场只包含同步电机或异步电机，其运行特性决定其不可能在孤岛情况下运行，无需专门配置防孤岛保护；而变流器类型的风电场和光伏电站，受其运行控制特性的影响，孤岛运行后有可能继续向电网线路供电，必须配置专门的防孤岛保护。防孤岛保护原理的关键是检测风电场和光伏电站是否处于孤岛运行状态，检测方法有主动式和被动式两种。主动式检测主要有频率偏移、有功功率变化、无功功率变化、电流脉冲注入引起阻抗变化等判定方法；被动式检测主要有电压相位跳变、三次电压谐波变化、频率变化率等判定方法。

风电场和光伏电站应具备恢复并网的合闸功能，采用检同期合闸，尽量减少合闸冲击电流。

保护配合 电网故障时风电场和光伏电站应具备低电压穿越能力，因此，并网保护不仅要与风电场和光伏电站保护相配合，也要与电网保护相配合。风电场和光伏电站的功率输出具有随机性和波动性的特点，会对并网保护的整定配合带来影响。

风电场和光伏电站的并网保护应符合有关标准的规定，如中国国家标准化管理委员会发布的GB/Z 19964—2012《光伏发电站接入电力系统技术规定》和GB/T 19963—2011《风电场接入电力系统技术规定》等。

参考书目

CIGRE C6 Task Force. Connection criteria at the distribution network for distributed generation. CIGRE Report, 2007.

fengdian he guangfu fadian bingwang diaodu xitong

风电和光伏发电并网调度系统 (dispatch system for grid-connected wind and photovoltaic power generation)

在电网调度控制中心配置的，用于风力发电和太阳能光伏发电等新型电源接入电网后的运行监测、调度控制、调度计划和运行管理的调度自动化辅助子系统。实现风电和光伏发电与电网中常规电源的协同运行，在最大限度消纳这些新型电源电力电量的同时，保证整个电力系统的安全经济运行，并向用户提供质量合格的电力。

并网调度需要解决的主要问题有：①输出功率预测问题。风电和太阳能光伏发电出力很难准确预测。②发电调度问题。由于其他出力可调节电源的调节能力有限，因此，维持功率平衡的发电调度非常困难。③电网安全约束问题。一些大型风电场和光伏发电站远离负荷中心，存在输电瓶颈问题。④自身的调控问题。由于风电和光伏发电电源的功率调控能力还不强，故承受故障的能力也不强。

运行特点 ①不确定性大。受风大风小、日出日落等天气条件影响，风电和太阳能光伏发电具有很强的间歇性、随机性、波动性，其发电出力难以准确预测，增大了电网运行控制的难度和电网安全稳定运行的风险。②接入电网方式多样。既有集中接入高压输电电网，也有分散接入配电网。例如在中国西北地区大规模、高集中建设了风电场和太阳能光伏发电站，由于当地负荷需求低，这些发电功率需要远距离输送到中东部地区，有很大的安全稳定问题。在负荷中心分散接入的新能源发电，导致配电网潮流双向流动。③功率控制困难。这些新型电源的可控性差，接入电网后增加了有功电力电量平衡和调峰的难度；风电机组通常无功调节能力不强，需要电网配置无功补偿，电压问题也很突出。④政策性约束需要满足。这些电源属于绿色电源，为了应对环境变化，为了节能减排，政策上需要尽可能多地消纳这些电源。⑤监视和调控难。这些电源能量密度低，单机功率小，机组数量多，安装地点分散，运行监视需要采集的数据多，给监视和调控这些新能源电源带来新挑战。⑥容易出现电能质量问题。这些新电源很多是通过电力电子变换设备接入电网，会产生谐波和其他电能质量问题。⑦承受电网故障的能力差。有的系统故障会导致风电场大范围脱网。

系统功能 为了保证风电和太阳能光伏发电并网后电网的安全经济运行，最大限度地消纳风电和光伏发电电量，需要通过风电和光伏发电并网调度系统对电网实施监视、调度、控制，该系统相应的功能包括：①短期风电和光伏发电功率预测和日前计划。以数值天气预报以及风电场和太阳能光伏发电站[简称风电场（光伏电站）]历史运行数据为基础，预测风电场（光伏电站）次日零时起3天的有功功率，时间分辨率为15min，用于日前安排发电计划。②超短期风光电功率预测和实时调度。预测风光电场未来0～4h的有功功率，时间分辨率为5～15min，用于安排日内滚动计划和实时调度控制。③风电场（光伏电站）运行监视。对风电场（光伏电站）、场群、站群、区域进行运行情况的监视和越限报警。④风电场（光伏电站）功率自动控制。既包括对风电场（光伏电站）内部的有功发电出力和无功电压进行的自动控制，也包括它们和电网侧的常规水电、常规火电进行的协调控制。⑤其他统计和分析功能。包括风光电资源分析及理论发电能力计算、风光电实时接纳能力评估、风光电辅助服务统计、风光电运行特性数据分析等。还需要进行风光电运行风险评估。

调度模式 国外运行调度模式与中国相似，都有在风电场集中配置监控系统和在调度机构设置控制中心或调度自动化系统两种。

国外运行调度模式 西班牙是国际上发展风电最成功的国家之一。以西班牙的风电场调度模式为例，其运行调度模式为：①在风电场配置集中监控系统，并要求装机容量在1万kW以上的风电场的控制中心必须与可再生能源电力控制中心直接互联；风电场每日进行短期风电功率预测，参与日前电力交易市场；每小时滚动预测，参与日内电力市场。②在电网调度机构设可再生能源电力控制中心，监视风电集中分布区域风能资源分布情况；监视单个风电场、区域风电出力变化趋势及实时出力；根据风资源监测，计算区域理论风电出力；调度机构根据日前和日内市场交易结果，在考虑全网安全的基础上对风电场出力进行调度与控制，并实时评估大规模风电在大出力下系统运行风险。

中国运行调度模式 有在风电场集中配置计算机监控系统和在电网调度控制中心配置计算机调度自动化系统两种运行调度模式。

在风电场集中配置计算机监控系统（见图）。该监控系统每日进行短期风电功率预测，制订所管辖的风电场的日前发电计划，并向上级电网调度机构申报。每15min自动向电网调度机构滚动申报超短期功率预测曲线。风电场提供给电网调度机构的实时数据包括但不限于：并网点实时有功功率、无功功率、电压、电流，实时高压断路器位置、隔离开关的位置信号。风电场内各机组的状态（风机状态包括检修、故障、运行、停机等）每1～5min更新一次，测风塔风速、风向、气温、气压、湿度数据每1～5min更新一次。该监控系统还接收上级调度机构下发的有功控制指令，通过自身有功控制系统控制风电场，实现对上级调度指令的跟踪；接收上级调度机构下发的无功控制指令，通过自身的无功控制系统控制风电场，实现并网点电压控制和场内电压稳定控制。



甘肃低窝铺风电场监控室

在电网调度控制中心配置计算机调度自动化系统。可以单独配置，也可以作为电网调度自动化能量管理系统（energy management system，EMS）的一个组成部分。实现功能包括：①资源及电站出力监视。监视风电集中分布区域

风能资源情况；监视单个风电场、区域风电出力变化趋势及实时出力。②资源分析及理论发电能力计算。根据风电资源监测，计算单个风电场和区域风电的理论发电出力。③功率预测。每日进行全网或者区域风电功率预测，为全网调度计划安排提供依据；每15min滚动预测全网或者区域风电出力变化趋势。④实时接纳能力评估。每日调度计划制订前，根据风电功率预测、负荷预测（见电力系统负荷预测）、联络线安排、全网运行方式和运行工况，评估全网最大接纳风电的能力以及电网对区域送出受限地区的风电的最大接纳能力，为风电发电计划安排提供依据。⑤日前计划和日内调度。根据风电场功率申报曲线，综合考虑电网运行情况，编制风电场日前发电计划曲线并下达；实时运行中监视风电场的运行情况，进行全电网的分析决策，向风电场发出日内计划调整或控制指令，保证整个电网的安全经济运行；根据有关规定对风电场功率预测和计划申报情况进行考核。⑥运行风险评估。根据全网运行方式和安排的风电计划，考虑风电功率预测误差，考虑极端天气变化以及电网条件变化，设定故障条件，评估不同工况下系统的运行风险。⑦数据统计分析。分析统计全网及风电集中地区风电出力及分布特性，分析各类发电的指标，分析统计区域限电情况。

未来发展 采用分布自治与集中协调相结合的调度控制模式。在风电场（光伏电站）配置风光电调度控制系统。风电场（光伏电站）控制中心除了接受上级调度控制中心下发的调度命令，对自己管辖的风电场（光伏电站）内部进行自治控制外，还向上级电网调度控制中心发送自己管辖风电场（光伏电站）的等值模型和运行状态信息；电网调度控制中心通过优化计算实施风光电和常规发电之间的协调，并将协调调度命令下发到各个风电场（光伏电站）。此时需要满足电网运行的安全约束。

参考书目

周双喜，鲁宗相．风力发电与电力系统．北京：中国电力出版社，2011.

fengdian he guangfu fadian jieru xitong sheji

风电和光伏发电接入系统设计

(planning of integrating wind power and photovoltaic power plant to system) 论证风电场和光伏电站接入系统的方案，确定与该电源配套的送出工程项目的系统专题设计。是编制电力建设计划及项目核准的基础。电力系统中期发展规划所提出的设计结论，可以作为风电和光伏发电工程的设计依据。电力系统不断在发展，有关工程的建设进度也常有变化，因此在进行风电场和光伏电站设计时，应当根据电站建设规模和所处系统特点，配套开展输电系统规划设计和接入系统设计工作。

对于大规模集中开发的风电（见图1）和光伏发电（见图2），包括大型风电基地、大型太阳能光伏发电基地、大规模海上风电场等，一般先开展输电系统规划设计，以明确其电能消纳范围（区内消纳、区外消纳还是综合消纳）、输电方式（交流输电、直流输电还是混合输电）、接入电网电压等级等。输电系统规划设计的结论将作为具体风电场和光伏电站开展接入系统设计的主要依据。风电场和光伏电站接入系统设计的内容包括接入系统一次部分设计和接入系统二次部分设计。

接入系统一次部分设计 研究风电场和光伏电站与电力系统的关系，分析其在电力系统中的地位及作用，确定其电能消纳范围、出线电压等级及回路数、与电力网的连接方案等，并对其电气主接线、与电力网有关的电气设备参数、系统对该电站接入后的运行控制等提出技术要求。其目的是为风电场和光伏电站项目核准和开展配套送出电网工程设计提供依据，为风电场和光伏电站初步设计准备条件。接入系统一次部分设计的重点是研究与地区电力网的关系问题，主要内容包括：电力市场及电能消纳范围分析、接入系统方案论证、系统对该电站的主要技术要求、提出电站电气主接线和主设备参数规范等。



图1 贵州省威宁县乌江源风电场（装机容量300MW，工程于2011年4月开工，2012年4月并网发电）（中国华能集团公司 提供）



图2 华能石林光伏电站（装机容量100MW，工程于2009年开工，2010年一期工程10MW并网发电）（中国华能集团公司 提供）

电力市场及电能消纳范围分析 按照审定的电力系统中期发展规划或有关的电源输电系统规划设计成果，提出适合本电站接入系统设计的相关电网的负荷水平及负荷特性（见电力系统负荷），并对电站近区负荷发展进行详细分析。进行相关电网的电力电量平衡和调峰平衡（见电力系统电力平衡、电力系统电量平衡和电力系统调峰设计），分析电站工作容量及可发电量的利用程度，提出电站容量和电量的消纳范围和消纳方案。电能若在当地电网未获充分利用，则应研究扩大电力网、设置配套调峰电源容量的必要性及其规模。

接入系统方案论证 根据系统运行方式分析电站与电力系统的功率交换情况，并根据电站所在电力系统的特点、电站所处位置，提出电站接入系统方案。应从电力系统整体考虑，进行必要的电气计算以校核方案的适应性，通过综合的

技术经济比较，保证推荐的接入系统方案安全可靠、经济合理，并有一定的灵活性和适应性。

系统对该电站的主要技术要求　根据电站出力和运行特点、接入系统方案以及电气计算的结果，提出系统对电站运行的基本技术要求。主要内容包括：①对电站有功功率的要求，如有功功率变化速度和范围要求；②对电站功率预测的要求，如发电功率预测曲线及其上报调度系统的要求；③对电站低电压穿越的要求；④对电站适应系统运行频率的要求；⑤对电站运行引起的系统公共连接点电压变动和闪变的要求；⑥对电站运行电压控制能力的要求；⑦对电站注入系统公共连接点负序和谐波分量的要求。

提出电站电气主接线和主设备参数规范　根据电站升压站的规划和分期建设情况，以及接入系统方案和电气计算的结果，对电站升压站电气主接线和主要电气设备参数提出要求。主要内容包括：①电气主接线的原则方案；②无功功率补偿设备配置方案，如装设静止无功补偿器、低压并联电抗器和电容器的要求；③高压断路器的开断电流水平；④主变压器的容量、台数、阻抗电压、调压方式、分接头范围及中性点接地方式。

接入系统二次部分设计　在接入系统一次部分设计结果和推荐方案的基础上进行二次部分设计，按照电站接入系统设计原则，提出由于该电站的接入而引起的相关输电线路及母线的继电保护，研究电站接入系统后保证主网安全稳定运行的技术措施，研究电站与电力系统调度中心之间实行运行信息的传输和交换，研究电站与电力系统之间的信息传送的通道组织及通信方式。具体设计内容包括接入系统继电保护设计、接入系统安全自动装置设计、接入系统调度自动化设计和接入系统通信设计（见发电厂接入系统设计），但需要根据具体电站和接入系统情况，在设计原则和二次设备配置上有所侧重和优化。

接入系统设计对拟定的发电厂配套工程项目，包括接入系统一次部分设计和接入系统二次部分设计，要进行投资估算，以明确发电厂的配套建设费用。

参考书目

谭永才．电力系统规划设计技术．北京：中国电力出版社，2012.

fengli fadianchang bingwang yunxing

风力发电场并网运行　(integration and operation of wind farm)

风力发电机组接入电网，并与电网保持稳定运行的状态。风电场（见图1）并网有两种方式：一种是小规模分散式并网，另一种是大规模集中式并网。前者是指单个风电场容量比较小，作为一种分布式电源（见分布式发电），分散接入配电网或用电侧系统，风力发电以就地消纳为主；后者是在风能资源丰富的区域集中开发风电（大型风电场），风电功率主要通过输电网络集中外送，包括中国正在开发的内蒙古、张家口、酒泉和江苏沿海千万千瓦级风电基地。随着风电机组单机容量增大，并网运行的风电场装机容量的规模也越来越大，对系统的影响也日趋明显。与小型风电场不同，大规模风电场接入电网后对电网的影响范围已从简单的局部的功率和电压波动扩大到对电网的调节控制（调频调峰、经济调度）、电能质量、电网稳定等诸多方面。



图1　辽宁省北票台吉营风电工程（装机容量49.5MW，工程于2011年5月开工，同年10月并网发电。工程荣获2012年度中国电力优质工程奖）（中国电力投资集团公司　提供）

风电机组类型　风电机组按照能否实现变速运行及电气结构和特征可以进行不同的分类。

按照是否能实现变速运行分类　可以分为恒速恒频风电机组和变速恒频风电机组两大类。恒速恒频风电机组通过保持风机转速恒定而实现发电频率的恒定，设计简单，但具有风能利用率不高和对机件磨损严重等缺点。变速恒频风电机组随着风速改变而改变叶片转速，具有效率高，变电力动力系统间的刚性连接为柔性连接等特点，是风力发电技术发展的方向。

按照电气结构和特性不同分类　分为四大类：①恒速恒频风电机组；②最优滑差风电机组；③双馈变速风电机组；④全功率变换风电机组。应用最广泛的是双馈变速风电机组和全功率变换风电机组。

双馈变速风电机组。其定子绕组由具有固定频率的对称三相电源激励，转子绕组由可调节频率的三相电源激励，一般采用交-交变频器或交-直-交变频器供以低频电流。控制回路多，控制较复杂，但控制灵活，尤其是对有功、无功的控制，逆变器容量较小。变频装置体积减小，成本低，需要变频控制的功率仅是电机额定容量的20%～30%。

全功率变换风电机组。其控制回路少，控制简单，但要求逆变器容量大。当发生三相接地故障时，电压降落较少，所提供的无功功率较多，对电网更有利。全功率变换风电机组中应用较多的是永磁直驱同步发电机，其由变桨距风力机直接驱动永磁同步发电机，省去了增速用齿轮箱，发电机输出先经整流器变为直流，再经逆变器将电能送到电网，通过控制逆变器送到电网的电流实现对直流环节电压的控制，从而控制风轮机的转速。永磁直驱同步发电机机械噪声较小，没有励磁损耗，可靠性较高。

风电场接入电网方式　风电机组通过交流和直流两种方式接入交流电网。前者适用于风电机组为单相或三相交流同步（或异步）发电机，通过主变压器、断路器与电网连接，如图2所示；后者先将发电机发出的交流电经整流器整流成直流电，再由逆变器将直流电逆变成与电网同步的交流电，然后再通过主变压器、断路器并入交流主网，如图3所示。



图2　风电场交流并网示意图

交流并网　风电场最传统的并网方式，也是应用最为广

泛的并网方式。交流并网方案结构简单，接入系统的电压等级也越来越高。位于中国甘肃酒泉的世界首个千万千瓦级风电基地，即通过交流 750kV 系统将风电场并入西北主网。风电场采用交流方式并网时，根据受端系统强弱不同，并网控制策略也各不相同。当并入强电网时，由于受端系统电压、频率比较稳定，耐受冲击电流能力较强，因此对风电机组的类型和发电方式要求不高，采用常规的同期并网即可。当风电场并入弱电网时，风电机组的并网及退运，以及电压和出力的变化对弱电网影响较大，要做好协调工作才能保证弱电网的安全稳定运行。对异步发电机构成的风电场而言，并网运行时要从电网吸收无功功率，要求电网具有一定的无功功率储备和调节能力；此外，异步发电机在并网的瞬间有时会产生较大的冲击电流，引起电网电压的较大波动，需应用软并网技术来降低风电机组并网过程对电网的冲击。应用异步发电机的风电机组与容量相差不大的电网并网运行是不适宜的。对同步发电机构成的风电机组而言，其机组转速变化虽对电网频率影响不大，为稳定并网运行，仍应进行精确控制。例如基于电力电子技术发展，在风机与系统间采用变换器，构成全功率变换型风力发电系统，避免复杂的调速问题。

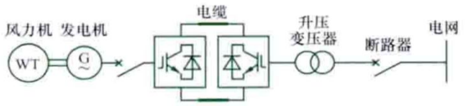


图 3　风电场直流并网示意图

无功功率控制是交流并网运行需要考虑的重要因素。对大型风电场交流并网方式而言，由于转子的励磁需求，以及连接变压器、公共母线等元件的无功损耗，风机的稳定运行需要从电网吸收感性无功功率，并且随着风机输出有功功率的变化，无功需求也将相应变化，将对系统的稳定运行带来安全隐患。另外，对海上风电场而言，其交流并网一般只能采用电缆外送功率。当电缆长度超过一定数值后，会产生大量的容性无功电流，进而降低线路的有功输送能力，因此为保证线路末端电压升高不超过系统稳定运行要求，需要进行很大的感性无功补偿。

直流并网　风电场直流并网分为基于电网换向变流器的常规直流并网和基于电压源换流器的柔性直流并网两种。其中常规直流换流站需要系统提供无功支撑才能稳定运行，难以向弱系统及无源系统供电，同时考虑到无功补偿及滤波器等装置，常规直流换流站占地面积较大，尤其对海上风电场而言，常规直流并网建设要求较高。截至 2013 年 1 月，世界范围内尚无风电场经常规直流并网的工程应用。风电场经柔性直流并网，已有 400MW 等级的示范工程投入运行。2010 年 2 月，中国首座柔性直流换流站 35kV 南风换流站首次充电起动，标志着中国清洁能源的接入技术达到国际领先水平。从技术经济性角度考虑，柔性直流并网优势主要体现在低电压穿越能力、无功补偿、受端网络、对风机运行的影响、构成多端直流输电系统等方面。

提高风电场的低电压穿越能力。由于直流线路的隔离作用，直流并网可以连接两个不同步的电网，故消除了并网导则中对风机频率的运行范围要求；更重要的是，直流并网使得远端所接入交流系统的电压波动不会对近端风电场并网处的母线电压产生影响。当系统发生暂态故障时，通过合理选择直流电路的绝缘水平，或配合合适的泄能电阻，可以实现风电场耐受故障全过程，保持并网运行状态，实现全故障穿越，并保证在远端交流系统故障清除后，整个风电场及高压直流（High Voltage Direct Current，HVDC）输电系统快速恢复运行。

无须进行线路无功补偿。风电场采用交流并网时一旦距离主网超过临界值后，需对交流电缆进行无功补偿，尤其是对大型风电场远距离送出而言，电缆两侧并联电抗器的造价昂贵且占地面积较大，难以接受；直流电缆线路没有电容电流问题，远距离海底送电往往采用直流，因此对远距离海上风电场而言，柔性直流并网是更具技术经济性的并网方案。另外柔性直流换流站的有功、无功潮流独立可控，故其本身具有动态电压支撑能力，可以省略换流站的无功补偿装置，同时若能与风电场建设同步设计，还能通过近端柔性直流换流站提供风电场运行所需的无功功率。另外与系统连接的远端换流站的无功支撑能力，也对改善整个交流系统的电压稳定性具有一定帮助。

对受端网络要求较低。电压源换流器采用全控器件绝缘栅双极型晶体管（Insulated gate bipolar transistor，IGBT）开关器件，可以自行关断而不需要电网提供换相电压，也就不存在换相失败的问题，因而可以运行在弱系统甚至无源系统工况下，并能向所连交流系统提供黑起动能力。该技术对常规直流需要所连交流系统提供换相电压、比较容易发生换相失败而言，显然大大扩展了风电场能够供电的受端网络类型。

滤波器投切对风机运行影响较小。由于采用全控器件，等效开关频率一般为几千赫，交流输出波形良好；尤其是当采用模块化多电平技术时，柔性直流换流器输出电压在不加任何滤波器的情况下也能满足并网电压的谐波要求。相对于常规直流必需的低次滤波器而言，柔性直流技术消除了滤波器投切可能对风机稳定运行造成的影响。

易于构成多端直流输电系统。柔性直流并网基于电压源型换流器，当潮流反转时线路电压极性不变，直接改变系统传输功率给定值即可，无须像常规直流一样涉及机械开关倒闸操作，故易于构成多端直流输电系统；且其运行方式灵活，潮流多向可控，有利于多个内陆风电场或海上风电场建立多端柔性直流系统向外送电。

大型风电场并网对电网的影响　大型风电场具有一些与常规火电或水电厂不同的特点，如：由于风力的能量密度小，若要得到相同的发电容量，风力发电机的风轮尺寸比相应的水轮机大几十倍；受地域限制和环境制约，风电场的分布位置通常比较偏远，如中国风电资源比较丰富的地区主要集中在西北、华北和东北地区，需要考虑远距离输电问题；一个风电场机组数量多，分散在一个较大的区域内，各风力机运行工况差异大，输出功率不是简单的各风力发电机功率的总加，要考虑不同类型的发电机组，电压支持能力不同，参与系统频率调节能力不同；由于风能具有随机性、间歇性、不稳定性，风电具有间歇性、波动性和难以准确预测等特点，而且风速和风向经常变动，对风力发电机的工况影响很大，故风电场出力的稳定性差等。与常规火电机组相比，大型风电场并网对电网的安全稳定运行产生了较大的影响，需要特别关注风力发电对电力系统调节控制、电网电压特性

和电力系统稳定性的影响。

对电力系统调节控制的影响　传统的电网调度计划编制及实施完全取决于电源的可调度性和负荷的可预测性。当系统风电容量达到一定的规模后，风电的间歇性、随机性和难以准确预测等特点给传统的调度计划的安排和实施带来了问题。有的风电场存在一定程度的“反调峰”特性，增加了系统负荷的峰谷差，给系统的调频和调峰带来了困难。（见电力系统频率调整、电力系统电压特性）

对电网电压的影响　风电场输出功率的波动性和风电机组的频繁起停、切换，会引起电网电压波动和闪变，从而影响局部电网的电能质量；风电机组并网大量采用了电力电子开关器件，会给电网注入谐波。

对电力系统稳定性的影响　在异步发电机并网系统中，异步发电机在向电网注入有功功率的同时，需要从电网吸收大量的无功功率，可能引起静态电压稳定性降低或导致电压崩溃（见电力系统电压崩溃）；受制于异步发电机的功率恢复特性，当电网发生短路故障时，若故障排除不及时，容易导致暂态电压失稳；若机组不具备低电压穿越能力，风电机组在系统故障后脱网，有可能降低系统频率甚至导致频率失稳（见电力系统频率崩溃）。

影响电力系统接纳风电能力的主要因素　电力系统风电接纳能力是指电力系统在保证安全、稳定和经济运行前提下，最大接纳风电的能力。影响电力系统风电接纳能力的因素涵盖电力系统运行的各个环节，主要为电源结构与电源调节能力、电网构架、负荷特性、电网运行水平以及风电技术水平。

电源结构与电源调节能力　电力系统是一个要求电力供需实时平衡的系统，发输用电需要同时完成。负荷需求通常可以较为准确的预测；常规电源是容易调节的，根据负荷预测结果调节常规电源的发电出力，即可实现电力供需平衡。风电受风速变化的影响，发电出力具有随机、波动和不可控性，需要其他电源与其配合来平衡负荷需求。而中国的常规电源大部分是火电机组，火电机组调节能力较差是制约中国风电等可再生能源并网消纳的主要因素之一。火电机组的调节能力及灵活起停受到技术和经济性制约，正常运行时发电出力通常在额定出力的50%～100%范围内调节，并且火电机组的调节速度较慢；中国北方电网中有相当比例的热电联产电厂，在冬季供热时段其调节能力更为有限。当风电接入电力系统后，由于其出力的波动性，当风电出力增大或减小时，火电机组快速减少或增加出力，才能保证电力系统的实时电力平衡。当火电机组调节速度跟不上风电出力的变化或火电出力减少到调节范围的下限仍不能保证系统电力平衡时，系统就需要限制风电出力。（见电力系统电力平衡）

电网构架　中国陆上风能资源主要分布在东北、华北、西北（“三北”）地区，距离负荷中心较远，大规模的风电无法就地消纳，需要通过输电系统远距离集中外送到负荷中心。当风电场装机容量较大且出力较高时，大量风电功率的远距离输送会造成线路压降增大，送端系统的电压稳定裕度降低，限制了电网对风电的接纳能力；此外，线路输电能力也是限制风电接入的一个主要因素。

负荷特性　负荷的类型、用电量大小和峰谷差水平都会影响电力系统对风电的接纳能力。通过加强负荷侧管理，应用一些可调负荷，如海水淡化、电动汽车、电采暖等，使负荷的变化能适应风电出力的变化，可有效提高风电接纳能力。

电网运行水平　当风电装机容量较小时，风电出力变化对电网运行影响较小，可以通过充分利用传统电源的调节能力完成电力平衡。当风电装机容量逐渐增大，需要通过提高电网的运行水平以实现风电接纳，如采用智能电网技术、风电功率预测技术、优化调度技术等。

风电技术水平　风电技术水平不断进步，由最开始的定速风电机组到现在的双馈变速风电机组，使风电机组的电网友好性不断增强，适应了电网的各种要求。通过提高风电设备制造水平、风电场的协调控制水平以及抗扰动能力等也可提高系统消纳风电的能力。

提高电网接纳风电能力的措施　主要有：①改善系统电源结构，包括新建灵活调节电源、抽水蓄能电站等；②发挥常规机组的调节能力，包括深挖火电机组的调峰潜力等；③加强电网建设，避免输送风电功率受限；④采用智能电网技术，提高电网运行水平；⑤提高风电机组运行特性；⑥开展风电功率预测、加强负荷需求侧管理等。其中在风电场侧提高风电功率预测精度和提高风电机组运行性能是并网风电场需要加强的两项重要工作。

提高风电功率预测精度　根据风电场气象信息等相关数据，利用物理模拟或者科学统计方法，对风电场的风速进行短期预报，从而预测出风电场在一定时间段的输出功率。风电功率预测的时间尺度有短期预报（未来72h）和超短期预报（未来4h）。准确的风电功率预测，有助于制订合理的机组组合方案和发电计划，减少系统的旋转备用，提高系统运行的经济性。通过预测风电出力的波动性，有助于合理安排应对措施，提高系统的安全性和可靠性。准确的风功率预测可在保障电网安全的前提下有效提升电力系统接纳风电的能力。

国外开展风电功率预测已经有20多年历史，短期精确预测已经实现商业化应用。中国风电功率预测起步较晚，但近年来进展迅速，已在风电场中应用，预测准确率已达到国际先进水平。

提高风电机组运行性能　制定适当的风电并网导则，并依据导则对风电机组进行检测，保证并网风电机组能满足电网安全稳定性要求，是提高电力系统接纳风电能力的有效措施之一。

中国已颁布了风电场并网技术标准GB/T 19963—2011《风电场接入电力系统技术规定》。世界各国的风电场接入系统技术标准和规程中，均要求风电场具备有功、无功调节及低电压穿越能力。

有功功率控制能力。世界上大多数国家的风电场并网导则都规定风电场在连续运行和切换操作过程中必须具有控制有功功率的能力：一是控制最大功率变化率，二是在电网特殊情况下限制风电场的输出功率。控制风电场有功输出功率的方式包括切除若干风电机组和切除整个风电场，调节可变桨距风电机组的桨距角实现对风电机组有功输出功率的控制。

无功电压控制能力。世界各国风电场并网导则对风电场无功控制能力的要求不尽相同，有的并网导则要求风电场并

网母线处控制为恒功率因数，有的并网导则规定了一个系统稳定运行可以接受的并网母线处功率因数范围。为了提高风电场的无功电压控制能力，可在风电场安装静止无功补偿器（Static Var Compensator，SVC）或静止无功发生器（Static Synchronous Compensator，STATCOM）等动态无功补偿设备，或者对具有无功电压控制能力的风电机组进行集中控制。

低电压穿越能力。在风电发展初期，由于风电机组一般采用异步发电机，无法提供主动励磁，电网发生故障时机端电压难以维持，风电机组若继续并网运行将会影响电网电压的恢复过程，因此电网发生故障出现电压跌落时，一般要求切除风电机组。随着风电接入电网的规模不断增大，出于保证电力系统电力平衡及频率稳定性的考虑，故障期间切除风电机组的规定已不适应，而应要求风电场能够在系统故障状态时维持联网运行，并且能够在故障期间通过提供无功功率来帮助系统快速恢复稳定，并保证风电场在故障清除后能够快速恢复稳定运行。大规模风电场接入系统时，需要重新评估系统的发电可靠性，制定新的负荷跟踪、频率控制、备用容量策略和计划，研究新的无功调度及电压控制策略以保证风电场和整个系统的电压水平及无功平衡等，并给出新的机组组合和最小出力、系统调峰与调频、联络线功率控制策略等方案。另外，当电网发生故障时风电机组将向短路点提供一定的短路电流，因此在进行系统继电保护的配置和整定时，应计及风电场提供的短路电流。

参考书目

Freris Leon，Infield David．电力系统中的可再生能源．北京：人民邮电出版社，2011.

周双喜，鲁宗相．风力发电与电力系统．北京：中国电力出版社，2012.

fengli fadian jizu shuxue moxing

风力发电机组数学模型

（mathematical model of wind turbine generator）　风力发电机组特性和行为的数学描述。用于风电机组和风电场接入电网的计算分析。

风力发电机组主要包括恒速恒频风力发电机组和变速恒频风力发电机组。恒速恒频风力发电机组主要指鼠笼式异步风力发电机组；变速恒频风力发电机组主要有双馈式异步风力发电机组和直驱式同步风力发电机组。风力发电机组的数学模型主要包括风轮及其控制系统模型、发电机模型、控制系统模型（双馈式机组/直驱式机组）3部分。各类风力发电机组结构见图1～图3，风电机组模型结构见图4和图5。在进行风电场的仿真分析时，一般还需要进行风电场的等值。

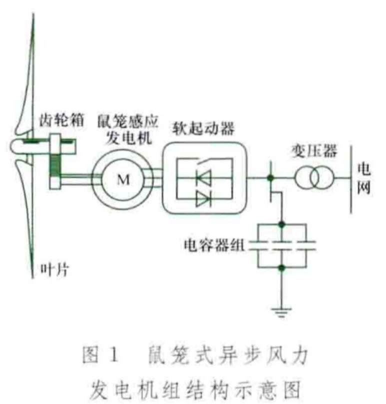


图1　鼠笼式异步风力发电机组结构示意图

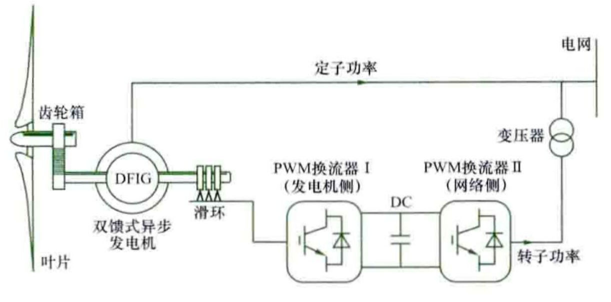


图2　双馈式异步风力发电机组结构示意图

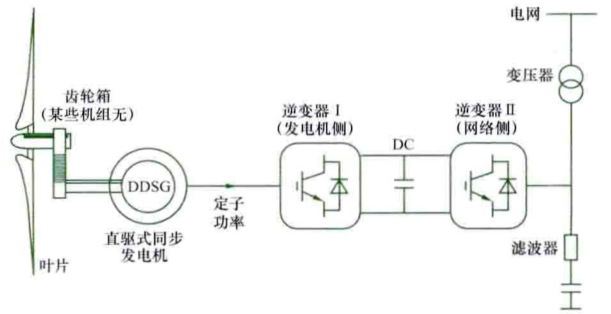


图3　直驱式风力发电机组结构示意图

风轮及其控制系统模型　用于表述风力机将风能转换为机械能并通过轴系传递的过程，以及转换过程中的控制特性。主要包括风轮功率转换模型、轴系传动模型和桨距角控制模型。

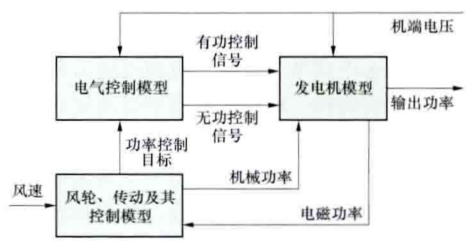


图4　双馈/直驱风电机组模型结构示意图

风轮功率转换模型　用于表述风轮将风能转换为机械能的空气动力学特性，与风力发电机的类型、风速、叶片设计、风电场空气密度、桨距角等因素有关。风轮功率转换模型可以用下式表示

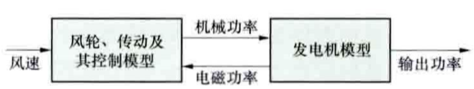


图5　鼠笼风电机组模型结构示意图

$$P_T = \frac{1}{2}\rho\pi R^2 v^3 C_p(\lambda,\beta) \quad (1)$$

其中

$$\lambda = \omega_r R / v$$

式中 P_T 为风轮功率；ρ 为空气密度；R 为风轮叶片半径；v 为吹向风轮的风速；C_p 为风能利用系数，与风力机的叶尖速比 λ 和桨距角 β 有关；ω_r 为风轮角速度。

轴系传动模型　风力机及发电机轴系物理过程的数学描述。轴系模型可用单质量块或者双质量块模型来模拟。

单质量块模型。将风电机组的风轮叶片、传动轴和发电机转子模拟为一个惯性体，用类似同步电机的转子运动方程来模拟，可将轴系扭矩传递过程用一个一阶惯性环节模拟。

$$\frac{\mathrm{d}T_{\mathrm{m}}}{\mathrm{d}t}=\frac{1}{t_{\mathrm{h}}}(T_{\mathrm{ae}}-T_{\mathrm{m}}) \tag{2}$$

$$J\frac{\mathrm{d}\omega_{r}}{\mathrm{d}t}=T_{\mathrm{m}}-T_{\mathrm{e}} \tag{3}$$

式中 J 为惯性体转动惯量；T_{ae}、T_{m} 和 T_{e} 分别为风轮转矩、发电机机械和电磁转矩；t_{h} 为轴系传动时滞。

双质量块模型。将风电机组的风轮叶片和发电机转子各模拟为一个惯性体，考虑传动轴的柔性和阻尼

$$\begin{cases}J_{\mathrm{M}}\dfrac{\mathrm{d}\omega_{\mathrm{r}}}{\mathrm{d}t}=T_{\mathrm{m}}-K_{\mathrm{s}}\theta_{\mathrm{s}}-D\omega_{\mathrm{r}}\\ J_{\mathrm{G}}\dfrac{\mathrm{d}\omega_{\mathrm{e}}}{\mathrm{d}t}=K_{\mathrm{s}}\theta_{\mathrm{s}}-T_{\mathrm{e}}-D\omega_{\mathrm{e}}\\ \dfrac{\mathrm{d}\theta_{\mathrm{s}}}{\mathrm{d}t}=\omega_{\mathrm{r}}-\omega_{\mathrm{e}}\end{cases} \tag{4}$$

式中 J_{M}、J_{G} 分别为风力机、发电机的转动惯量；K_{s} 为轴的刚度系数；D 为轴的阻尼系数；θ_{s} 为两质量块之间的相对角位移；ω_{r}、ω_{e} 分别为风力机、发电机的转速。

桨距角控制模型　桨距角控制的目标是当风速高于额定风速时，为避免风电机组输入机械功率过高而损坏机组，又要维持风电机组额定功率输出，必须调节风力机桨距角，减少输入机械功率。一种桨距角控制系统模型如图 6 所示。图中 P_{s} 为发电机输出的功率；β 为桨距角；τ 为桨距角调节的时间延迟。部分机组采取定桨距角设计，高风速时通过叶片的失速特性保证功率不超过额定功率。

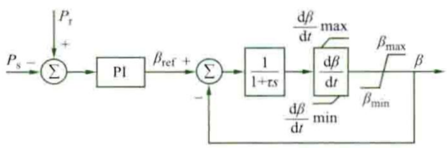


图 6　桨距角控制系统模型

发电机模型　发电机模型分为鼠笼异步发电机模型、双馈式异步发电机模型、永磁同步发电机模型三类。

鼠笼异步发电机模型　如下式所示

$$\begin{cases}\dfrac{\mathrm{d}E'_{\mathrm{d}}}{\mathrm{d}t}=\dfrac{1}{T'_{\mathrm{d0}}}[-E'_{\mathrm{d}}+\mathrm{j}(x-x')I_{\mathrm{q}}+2\pi f_{0}T'_{\mathrm{d0}}sE'_{\mathrm{q}}]\\ \dfrac{\mathrm{d}E'_{\mathrm{q}}}{\mathrm{d}t}=\dfrac{1}{T'_{\mathrm{d0}}}[-E'_{\mathrm{q}}-\mathrm{j}(x-x')I_{\mathrm{d}}-2\pi f_{0}T'_{\mathrm{d0}}sE'_{\mathrm{d}}]\end{cases} \tag{5}$$

其中

$$x=x_{1}+x_{\mathrm{m}}$$

式中 T'_{d0} 为定子开路时转子回路的时间常数；x' 为发电机暂态电抗；x_{1} 为定子漏抗；x_{m} 为励磁电抗；E'_{d}、E'_{q} 和 I_{d}、I_{q} 分别为 d 轴、q 轴电动势和电流分量。

双馈异步发电机模型　考虑转子电磁暂态的双馈异步发电机数学模型如下

$$\begin{cases}u_{\mathrm{ds}}=r_{\mathrm{s}}i_{\mathrm{ds}}-X'i_{\mathrm{qs}}+E'_{\mathrm{d}}\\ u_{\mathrm{qs}}=r_{\mathrm{s}}i_{\mathrm{qs}}+X'i_{\mathrm{ds}}+E'_{\mathrm{q}}\\ \dfrac{\mathrm{d}E'_{\mathrm{d}}}{\mathrm{d}t}=s\omega_{\mathrm{s}}E'_{\mathrm{q}}+\omega_{\mathrm{s}}u'_{\mathrm{qr}}-\dfrac{1}{T'_{0}}[E'_{\mathrm{d}}\\ \qquad+(X-X')i_{\mathrm{qs}}]\\ \dfrac{\mathrm{d}E'_{\mathrm{q}}}{\mathrm{d}t}=-s\omega_{\mathrm{s}}E'_{\mathrm{d}}-\omega_{\mathrm{s}}u'_{\mathrm{dr}}-\dfrac{1}{T'_{0}}[E'_{\mathrm{q}}\\ \qquad+(X-X')i_{\mathrm{ds}}]\\ P_{\mathrm{s}}=E'_{\mathrm{d}}i_{\mathrm{ds}}+E'_{\mathrm{q}}i_{\mathrm{qs}}\\ Q_{\mathrm{s}}=u_{\mathrm{qs}}i_{\mathrm{ds}}+u_{\mathrm{ds}}i_{\mathrm{qs}}\\ P_{\mathrm{r}}=u_{\mathrm{dr}}i_{\mathrm{dr}}+u_{\mathrm{qr}}i_{\mathrm{qr}}\\ Q_{\mathrm{r}}=u_{\mathrm{qr}}i_{\mathrm{dr}}+u_{\mathrm{dr}}i_{\mathrm{qr}}\end{cases} \tag{6}$$

其中

$$u'_{\mathrm{dr}}=u_{\mathrm{dr}}X_{\mathrm{m}}/(X_{\mathrm{r}}+X_{\mathrm{m}})$$
$$u'_{\mathrm{qr}}=u_{\mathrm{qr}}X_{\mathrm{m}}/(X_{\mathrm{r}}+X_{\mathrm{m}})$$

式中 u_{ds}、u_{qs}、u_{dr}、u_{qr}、i_{ds}、i_{qs}、i_{dr}、i_{qr} 分别为定子 q 轴/d 轴和转子 q 轴/d 轴电压和电流分量；ω_{s} 为同步转速；r_{s} 为转子电阻；s 为滑差率；P_{s}、Q_{s}、P_{r}、Q_{r} 分别为定子有功、无功和转子有功、无功功率；X 为同步电抗；X' 为暂态电抗；E'_{d}、E'_{q} 为转子电动势 d 轴/q 轴分量；T'_{0} 为转子电气时间常数；X_{m} 为励磁电抗；X_{r} 为转子电抗。

永磁直驱同步发电机模型　如下式所示

$$\begin{cases}u_{\mathrm{ds}}=R_{\mathrm{s}}i_{\mathrm{ds}}+L_{\mathrm{d}}\dfrac{\mathrm{d}i_{\mathrm{ds}}}{\mathrm{d}t}-L_{\mathrm{q}}\omega_{\mathrm{e}}i_{\mathrm{qs}}\\ u_{\mathrm{qs}}=R_{\mathrm{s}}i_{\mathrm{qs}}+L_{\mathrm{q}}\dfrac{\mathrm{d}i_{\mathrm{qs}}}{\mathrm{d}t}+L_{\mathrm{d}}\omega_{\mathrm{e}}i_{\mathrm{ds}}+\omega_{\mathrm{e}}\psi_{\mathrm{f}}\\ P_{\mathrm{s}}=u_{\mathrm{ds}}i_{\mathrm{ds}}+u_{\mathrm{qs}}i_{\mathrm{qs}}\\ Q_{\mathrm{s}}=u_{\mathrm{qs}}i_{\mathrm{ds}}-u_{\mathrm{ds}}i_{\mathrm{qs}}\end{cases} \tag{8}$$

式中 u_{ds}、i_{ds}、u_{qs}、i_{qs} 分别为发电机 d 轴和 q 轴的电压、电流分量；ω_{e} 为发电机的电气转速；L_{d}、L_{q}、R_{s} 分别为永磁发电机的直轴和交轴电感、定子电阻；ψ_{f} 为永磁磁链；P_{s} 为发电机发出功率。

控制系统模型　描述双馈式和直驱式风电机组控制风轮机转速，实现最大风能跟踪，以及控制发电机无功功率的模型。包括电气控制系统模型和风电场管理系统模型，见图 7。

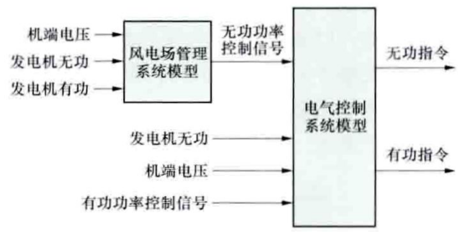


图 7　控制系统模型

图 7 中有功功率控制信号由风轮机模型提供；无功功率控制信号由风电场管理系统（部分风电场）模型提供。电气控制系统模型体现了通过风电机组变流器实现的发电机功率控制特性，一般采用有功、无功解耦控制。

一种风电机组控制系统模型如图 8 所示。

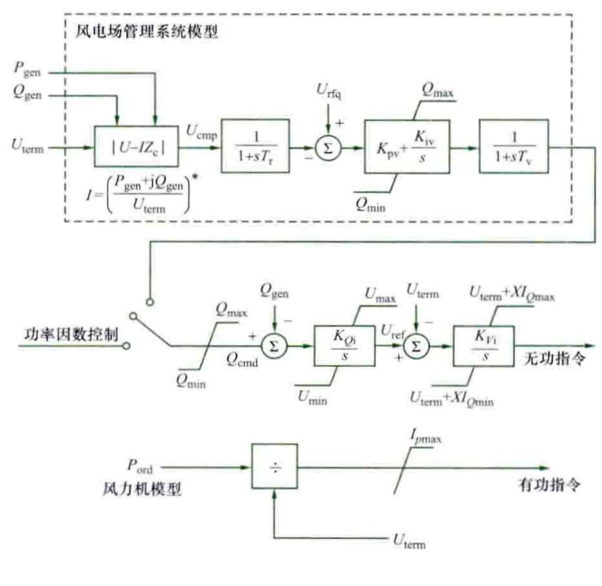


图 8　风电机组控制系统模型

风电场管理系统模型模拟整个风电场电压无功控制作用。控制器监测发电机无功功率 Q_{gen} 和端电压 U_{term}，计算无功功率控制信号。

风电场等值 由于风电机组的单机容量有限，实际的大规模风电场通常包含几十台至上百台风电机组。为方便模拟风电场整体特性，在仿真分析中通常将风电场中的风电机组集结为一台同类型等值机，也可以兼顾风电机组的型号和分布，将其进行机群划分，然后分别进行等值。模型参数通过单机参数及机组台数折算，需要时也可根据各台机组的运行状态进行更精确的参数折算。

参考书目

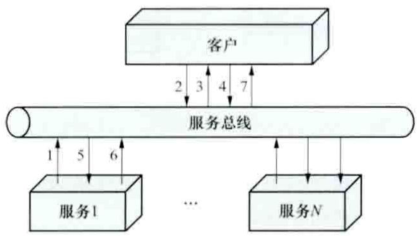
Thomas Ackermann. Wind Power in Power System. John Wiley & Sons, 2004.

fuwu zongxian

服务总线

(service bus) 为调度自动化系统的应用请求者和服务提供者之间的信息传输提供支持的公共通信干线。服务总线采用面向服务架构（service oriented architecture, SOA）设计，可以屏蔽实现数据交换所需的底层通信技术和应用处理的具体方法。服务总线以接口函数的形式为应用提供服务的注册、发布、请求、订阅、确认、响应等信息交互机制，同时提供服务的描述方法、服务代理和服务管理的功能，以满足应用功能和数据在广域范围的使用和共享。提供服务的接入和访问、服务的查询和监控、服务的排序和统计等功能。

工作原理 服务总线的使用流程如图所示，图中以一次典型客户端与服务端通过服务总线进行交互的过程为例，用数字标明了服务总线的使用流程。



服务总线的使用流程

1—服务端发布服务信息；2—客户端查询服务信息；3—总线返回服务信息；4—客户端向服务端发送服务请求；5—服务端接收服务请求；6—服务端回送服务结果；7—客户端接收服务结果

技术特点 ①提供标准的应用开发模型。针对电力行业的应用特点，服务总线提供请求/应答和订阅/发布这两种应用开发模型，满足应用开发要求。服务总线屏蔽网络的传输、链路管理等细节内容，使服务的开发更加方便和快捷。②支持面向服务架构。提供比较完整的服务管理原语，可以用于服务的注册、查询和监控，使服务的使用具有较好的透明性，服务的部署更加方便，系统也具有更好的可扩展性。

fuzhu fuwu

辅助服务

(ancillary service) 电力交易市场中为保证电力系统安全稳定运行所需要的由发电商提供的服务。辅助服务包括调频服务、备用服务、无功支持、黑起动等。辅助服务与输电服务的不同点在于，输电服务由输电公司提供并且其费用嵌入在用户电价中。辅助服务市场是与电能量市场分开运行的市场。发电商可以针对其提供的辅助服务报价并获得经济补偿。

在一个解除管制的电力系统中，系统调度员必须通过购买无功、调频服务和旋转备用来保持电力系统的供电可靠性和稳定性。发电商以及辅助服务供应商则通过提供这些服务获得经济补偿。调频、备用、无功以及黑起动等辅助服务一般由发电商提供。切除负荷也被认为是一种辅助服务，但是这种服务还没有得到适当的经济补偿。

大多数欧洲电力市场和美国电力市场都通过各自的辅助服务市场来获得备用和调频等辅助服务。欧洲的辅助服务市场一般与电能市场独立，发电商对其提供的辅助服务报价，调度机构则通过优先排序的方法购买和使用辅助服务。而美国的辅助服务则与电能交易一起调度和优化，调频及备用容量在调度过程中与发电计划一起通过基于安全约束的机组组合程序计算。

调频服务 在美国，调频市场提供一个基于市场的购买和出售调频辅助服务的系统。系统调度员根据估算的实时节点边际价格（locational marginal price, LMP）计算每一个提供调频服务可用机组的机会成本。这些实时机会成本被累加到调频服务报价上，以确定一个实时的价格优先顺序。之后，调频服务就被分配给最经济可行的那些机组。一个合格的调频服务投标要在前一天 18：00 之前提交的信息包括机组调节状态（可用性、自主调度等）、可调容量、报价［$/(MW·h)］、考虑必要的偏移量的调频范围上下限。所有没有给出报价的可以提供调频服务的机组的报价将被自动设置为零。发电商在运行日前一天的 16：00～18：00 提交报价。系统调度员在 18：00～22：00 评估报价，并确定运行日每个小时的总调频需求量。在紧急状态下，系统调度员可以修改调频需求量。

备用服务 美国根据提供服务的响应时间长短对备用服务进行分类，凡 10min 内能提供的增/减电量称为备用容量（即热备用），60min 能提供的增/减电量称为替代备用。由于替代备用容量需要较长时间才能投入运行，也称为后备备用或冷备用。运行备用是为了保证在运行日的特定时段控制区域内的运行可靠性而准备的备用发电容量。运行备用可以补偿最严重和次严重的紧急事故，作用与替代备用类似。运行备用不是一个市场产品，而是对那些被调度的用于紧急/替代备用或其他系统可靠性目的的机组所支付的必要补偿。只有那些在那个运行时段发电的发电机才有资格在该时段被支付运行备用。例如，一个电源因为可靠性原因被电力联营体要求运行而不计运行成本，而它在相应期间内服从了调度，它就应该获得提供运行备用的费用。这部分费用按三类分配到每个小时中：经济成本、无功成本以及可靠性运行成本。运行备用的计费是每天计算的，以确保发电商获得足够的补偿。

fuhe shuxue moxing

负荷数学模型

(mathematical model of load) 电力负荷随电压、频率变化的静态和动态特性的数学描述。负荷数学模型可分为静态负荷模型、动态负荷模型和综合负荷模型三类。

静态负荷模型 描述负荷静态特性的模型。负荷静态特

性描述电力系统的负荷在系统电压和频率缓慢变化时，负荷有功功率和无功功率随电压和频率变化的特性。在电力系统分析中，这种特性可以用曲线或近似的代数解析式表示。其中负荷功率随电压变化的特性称为负荷电压特性，而随频率变化的特性称为负荷频率特性。电力系统某个母线上的负荷静态特性是该母线上各种用电设备静态特性的综合。静态负荷模型的形式主要有幂函数模型和二次多项式模型两种。

静态负荷模型的幂函数形式　在一定的电压变化范围和频率变化范围内，负荷有功功率和无功功率随电压和频率变化的特性，可近似表示为

$$\left.\begin{aligned} P &= P_0\left[\frac{U}{U_0}\right]^{p_U}\left[\frac{\omega}{\omega_0}\right]^{p_\omega} \\ Q &= Q_0\left[\frac{U}{U_0}\right]^{q_U}\left[\frac{\omega}{\omega_0}\right]^{q_\omega} \end{aligned}\right\} \quad (1)$$

式中 U_0、ω_0 为稳态时负荷母线电压幅值和角频率；U、ω 为负荷母线实际电压幅值和角频率；P_0、Q_0 分别为稳态时负荷有功功率和无功功率；p_U、q_U 为负荷有功功率和无功功率的电压特性指数；p_ω、q_ω 为负荷有功功率和无功功率的频率特性指数。由式（1）可导出

$$\left.\begin{aligned} \left.\frac{\frac{\mathrm{d}P}{P}}{\frac{\mathrm{d}U}{U}}\right|_{\omega=\omega_0} = p_U, \quad \left.\frac{\frac{\mathrm{d}P}{P}}{\frac{\mathrm{d}\omega}{\omega}}\right|_{U=U_0} = p_\omega \\ \left.\frac{\frac{\mathrm{d}Q}{Q}}{\frac{\mathrm{d}U}{U}}\right|_{\omega=\omega_0} = q_U, \quad \left.\frac{\frac{\mathrm{d}Q}{Q}}{\frac{\mathrm{d}\omega}{\omega}}\right|_{U=U_0} = q_\omega \end{aligned}\right\} \quad (2)$$

式（2）既反映了 p_U、p_ω、q_U、q_ω 的物理意义，也提供了其量测方法的理论依据。实际系统母线上的综合负荷静态特性参数可根据典型负荷静态特性参数及实际负荷设备的容量、使用率和组成比例等统计数字来确定；也可根据式（2）通过实验测定。

静态负荷模型的二次多项式形式　在电力系统分析中常用二次多项式来近似表示负荷电压特性，其零次项相当于恒定功率负荷；一次项相当于恒定电流负荷；二次项相当于恒定阻抗负荷，而负荷频率特性则通常取为线性函数。从而有

$$\left.\begin{aligned} P &= P_0\left[a_p\left(\frac{U}{U_0}\right)^2 + b_p\left(\frac{U}{U_0}\right) + c_p\left(1+\left.\frac{\mathrm{d}P_*}{\mathrm{d}f_*}\right|_{f_0}\Delta f_*\right)\right] \\ Q &= Q_0\left[a_q\left(\frac{U}{U_0}\right)^2 + b_q\left(\frac{U}{U_0}\right) + c_q\left(1+\left.\frac{\mathrm{d}Q_*}{\mathrm{d}f_*}\right|_{f_0}\Delta f_*\right)\right] \end{aligned}\right\} \quad (3)$$

式中 a_p、b_p、c_p 分别为恒定阻抗、恒定电流、恒定功率负荷的有功功率占负荷总有功功率的百分比，且有 $a_p+b_p+c_p=1$；a_q、b_q、c_q 分别为恒定阻抗、恒定电流、恒定功率负荷的无功功率占负荷总无功功率的百分比，且有 $a_q+b_q+c_q=1$；P_*、Q_* 分别为以 P_0、Q_0 为基准值的标幺值；f_* 为以工频为基准值下的标幺值。若式（1）中 p_U、p_ω、q_U、q_ω 已知，则式（3）中的各系数可近似计算得：$a_p=p_U(p_U-1)/2$，$b_p=p_U(2-p_U)$，$c_p=1-a_p-b_p$。a_q、b_q、c_q 计算公式类同。另外有

$$\left.\frac{\mathrm{d}P_*}{\mathrm{d}f_*}\right|_{f_0} = p_\omega, \quad \left.\frac{\mathrm{d}Q_*}{\mathrm{d}f_*}\right|_{f_0} = q_\omega$$

若忽略负荷频率特性，则式（3）可简化为

$$\left.\begin{aligned} P &= P_0\left[a_p\left(\frac{U}{U_0}\right)^2 + b_p\left(\frac{U}{U_0}\right) + c_p\right] \\ Q &= Q_0\left[a_q\left(\frac{U}{U_0}\right)^2 + b_q\left(\frac{U}{U_0}\right) + c_q\right] \end{aligned}\right\} \quad (4)$$

对于电力系统电压和频率变化比较缓慢的动态过程，可按式（3）或式（4）计及负荷静态特性；对于电压和频率变化较快的动态过程，由于负荷的暂态过程一般很短，在精度要求不太高时，也可近似用式（3）或式（4）来模拟。在电力系统分析中还可以进一步近似地认为负荷全部为恒定阻抗。在精度要求不高的情况下，采用恒定阻抗模型可使计算速度有很大提高。

动态负荷模型　在系统电压和频率快速变化时，描述电力系统负荷有功功率和无功功率随电压和频率变化的动态过程及特征的模型。一般可用微分方程或差分方程表示，主要用于电力系统动态分析。通常采用感应电动机模型作为负荷动态模型，并将感应电动机的动态特性作为负荷动态特性。电力系统中的负荷实际上是由感应电动机、同步电动机、整流设备以及照明、电热、空调设备等多种成分组成的综合负荷。精确模拟负荷的动态特性是困难的。通常的做法是根据实际负荷的组成，对系统中的每一负荷点确定一定的比例作为感应电动机负荷，并以一台等效感应电动机动态模型来表示。感应电动机的参数可采用典型参数，或进行实测和估计。

电力系统分析中常用的感应电动机负荷动态模型可分为三类：①考虑感应电动机机械暂态过程的负荷动态模型；②考虑感应电动机机电暂态过程的负荷动态模型；③考虑感应电动机电磁暂态过程的负荷动态模型。在电力系统稳定分析中主要用前两种负荷动态模型。

考虑感应电动机机械暂态过程的负荷动态模型　该模型计及电动机转子运动的机械暂态过程，忽略定子和转子绕组的电磁暂态过程，对于定、转子绕组电磁暂态过程对电磁转矩的影响，当在负荷母线近处发生故障和电压大幅度变化时，会引起一定误差。但由于其模型简单，一般情况下能满足工程计算的精度要求，从而在电力系统稳定分析中得到广泛应用。其完整的数学模型包括转子机械运动方程和电磁回路代数方程两部分（以自身容量为基准值的标幺值方程）。

转子机械运动方程为

$$\left.\begin{aligned} &T_J\frac{\mathrm{d}s}{\mathrm{d}t} = T_M - T_E \\ &T_M \approx k[\alpha+(1-\alpha)(1-s)^p] \\ &T_E \approx \frac{2T_{E\max}}{\frac{s}{s_c}+\frac{s_c}{s}}\left(\frac{U}{U_N}\right)^2 \end{aligned}\right\} \quad (5)$$

其中

$$s = \frac{\omega_0-\omega}{\omega_0}$$

式中 T_M 为电动机机械转矩；T_E 为电动机电磁转矩；T_J 为感应电动机转子惯性时间常数；s 为转子滑差；ω 为转子角速度；ω_0 为相应同步转速；α 为机械转矩中与转速无关部分占总机械转矩的比例；p 为与负荷机械特性有关的指数；k 为电机负载率；$T_{E\max}$ 为感应电动机额定电压下最大电磁转矩；s_c 为感应电动机临界滑差；U_N 为感应电机额定电压，通常用稳态工作电压代替；U 为感应电机实际电压。

电磁回路代数方程为

$$
\left.\begin{aligned}
\underline{U} &= Z_{eq}\underline{I} \\
Z_{eq} &= r_s + jX_s + \frac{(r_m + jX_m)(r_r/s + jX_r)}{(r_m + jX_m) + (r_r/s + jX_r)}
\end{aligned}\right\} \quad (6)
$$

式中 $\underline{U}$ 为感应电机端电压，复数值；$\underline{I}$ 为感应电机端电流，复数值；Z_{eq} 为感应电机准稳态等值阻抗；r_s 和 X_s 为定子绕组电阻及漏抗；r_m 和 X_m 为铁损等效电阻及定、转子绕组间的互感抗；r_r 和 X_r 为转子绕组电阻及漏抗。

电磁回路的等效电路见图 1（a）。

式（4）和式（5）构成了计及机械暂态过程的负荷动态模型。典型的等效感应电动机参数如下（除注明单位者外，均为以自身容量为基准值的标幺值）：$\alpha=0.15$，$p=2$，$T_J=2\,s$，$T_{Emax}=1.282$，$s_{cr}=0.0625$，$r_s+jX_s=0.0465+j0.295$，$r_m+jX_m=0.35+j3.5$，$\frac{r_r}{s}+jX_r=\frac{0.02}{s}+j0.12$，$s_0=0.014$。

考虑感应电动机机电暂态过程的负荷动态模型　该模型计及转子运动机械暂态和转子绕组电磁暂态，但忽略定子绕组的电磁暂态。由于模型较精确地反映了转子绕组暂态过程对电磁转矩的影响，相对于只计及机械暂态的负荷动态模型在暂态过程中具有更好的仿真精度，因此在电力系统稳定分析中得到广泛应用。其完整的数学模型包括转子机械运动方程、转子绕组微分方程和定子绕组代数方程三部分。（自身容量为基准值的标幺值方程）

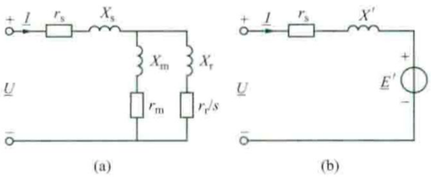


图 1　感应电动机负荷的等效电路图

（a）感应电动机机械暂态负荷模型的等效电路；（b）感应电动机机电暂态负荷模型的等效电路

转子机械运动方程为

$$
\left.\begin{aligned}
T_J\frac{ds}{dt} &= T_M - T_E \\
T_M &\approx k[\alpha + (1-\alpha)(1-s)^p] \\
T_E &\approx \mathrm{Re}(\underline{E}'\overset{*}{\underline{I}})
\end{aligned}\right\} \quad (7)
$$

式中 Re(•) 表示复数取实部。

转子绕组微分方程为

$$
\left.\begin{aligned}
\frac{d\underline{E}'}{dt} &= -js\underline{E}' - [\underline{E}' - j(X-X')\underline{I}]\frac{1}{T'} \\
X &= X_s + X_m \\
X' &= X_s + \frac{X_m X_r}{X_m + X_r} \\
T' &= \frac{X_r + X_m}{r_r}
\end{aligned}\right\} \quad (8)
$$

定子绕组代数方程为

$$
\underline{U} = \underline{E}' + (r_s + jX')\underline{I} \quad (9)
$$

式（7）～式（9）中 $\underline{E}'$ 为感应电机暂态电动势；X 为感应电机同步电抗；X' 为感应电机暂态电抗；T' 为感应电机开路暂态时间常数；其他同式（4）和式（5）。$\underline{I}^*$ 为 $\underline{I}$ 的共轭复数。式（9）相应的等效电路见图 1（b）。模型在稳态时 $\left(\text{即}\frac{d\underline{E}'}{dt}=0\text{ 时}\right)$ 与机械暂态模型一致。

综合负荷模型　综合考虑整个负荷区域内静态负荷、感应电动机、补偿电容器、配电网阻抗和同步发电机的影响，由代数方程和微分方程组综合表示的数学模型。综合负荷模型分经典负荷模型（classic load model，CLM）和考虑配电网络的综合负荷模型（synthesis load model，SLM）两类。

经典负荷模型（CLM）　该模型不考虑无功补偿和小型发电机组的影响，其模型结构如图 2 所示，由电动机和 ZIP［ZIP 表示静态负荷的恒阻抗（Z）、恒电流（I）和恒功率（P）模型］并联组成，在电动机定子绕组中考虑了配电网络的影响，是中国常用的负荷模型结构。

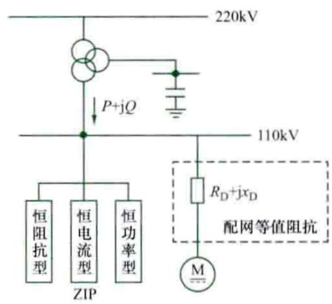


图 2　CLM 模型结构示意图

相对实际电网负荷结构，CLM 模型结构做了大量的简化，存在以下不足：①CLM 模型的静态部分没有考虑配电系统阻抗的影响；②CLM 模型的电动机定子电抗中没有考虑配电网无功补偿和静态负荷的影响，会增加配电网等值阻抗部分的电压降，恶化感应电动机的运行条件；③当等值电动机吸收的无功功率大于系统向负荷提供的无功功率时，可能将静态无功负荷等效成负值，即无功电源，从而使模型失真。

考虑配电网络的综合负荷模型（SLM）　该模型综合考虑了配电网等值阻抗对静态负荷、动态负荷和无功补偿的影响以及配电网中小型发电机组的影响，其模型结构如图 3 所示，其中 D、C、G 分别表示配电网阻抗、电容补偿和发电机，M 表示感应电动机。在 SLM 模型中，当地方电源功率占总负荷的比例较大、距离变电站母线较近时，需要考虑等效同步发电机（G），否则可与本地负荷抵消而不考虑等效发电机。此模型描述电压或频率较快变化、直接计及配电网和小型电源影响时的负荷特性，模型由微分方程和代数方程组成。

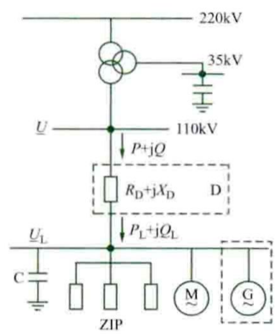


图 3　SLM 模型结构示意图

SLM 模型具有以下特点：①可考虑配电系统阻抗的影响；②模拟了配电系统的无功补偿；③可考虑配电系统的小型机组；④静态无功负荷不会出现负的恒定电流和恒定功率。

SLM 模型中用电容器 C 模拟配电网络中和电力用户配置的无功补偿，其电抗值根据配电网各支路无功补偿量和母线电压计算得出。

用配电网等值阻抗模拟配电网系统阻抗。根据配电网系统阻抗消耗功率与配电网各变压器、各配电线路消耗功率之和相等计算得出。

用等效发电机模型（见同步电机数学模型）来模拟配电网中的小型发电机组的动态响应特性。

负荷模型参数　电力系统的负荷模型和参数与电力系统

稳定分析的准确性关系较密切，不正确的负荷模型和参数会导致分析结果与实际情况有较大偏差。但由于负荷及其组成随昼夜、工作日、季节、年度的变化很大，且有随机性，致使负荷模型特性研究和参数测定难度较大。常用的负荷模型参数确定方法有统计综合法、总体测辨法和故障拟合法等。

CLM模型的典型参数有等值电动机模型参数和ZIP静态负荷模型参数，见表1。在电动机定子电抗值0.18中考虑了配电网络电抗的影响。在ZIP静态负荷模型部分，a_p 和 a_q 表示静态负荷中恒阻抗有功功率和恒阻抗无功功率负荷所占的百分比；b_p 和 b_q 表示静态负荷中恒电流有功功率和恒电流无功功率负荷所占的百分比；c_p 和 c_q 表示静态负荷中恒功率有功功率和恒功率无功功率负荷所占的百分比。

表1　CLM模型典型参数

CLM模型中等值电动机模型参数	R_s	X_s	X_m	R_r	X_r	T_J	α	电动机比例
取值	0.02	0.18	3.5	0.02	0.12	2.0	0.85	0.6
ZIP静态负荷模型参数	a_p	a_q	b_p	b_q	c_p	c_p	静态负荷功率因数	
取值	1.0	1.0	0	0	0	0	0.85	

SLM模型典型参数有等值电动机模型典型参数、ZIP静态负荷模型的典型参数和配电网等值阻抗的典型参数，见表2。在配电网等值阻抗中 R_D 为等值电阻，X_D 为等值电抗。SLM模型中等值电容补偿容量根据初始化无功功率平衡自动计算得到。

静态负荷模型典型参数、动态负荷模型典型参数见表2中ZIP静态负荷模型参数、电动机模型参数部分。

表2　SLM模型典型参数

<table>
<tr><td colspan="9">SLM模型中等值电动机模型参数</td></tr>
<tr><td>R_s</td><td>X_s</td><td>X_m</td><td>R_r</td><td>X_r</td><td>T_J</td><td colspan="2">α</td><td>电动机比例</td></tr>
<tr><td>0.03</td><td>0.116</td><td>3.29</td><td>0.011</td><td>0.116</td><td>2.2</td><td colspan="2">0.85</td><td>0.5</td></tr>
<tr><td colspan="6">ZIP静态负荷模型参数</td><td colspan="2">配电网等值阻抗</td><td rowspan="2">静态负荷功率因数</td></tr>
<tr><td>a_p</td><td>a_q</td><td>b_p</td><td>b_q</td><td>c_p</td><td>c_q</td><td>R_D</td><td>X_D</td></tr>
<tr><td>0.35</td><td>0.35</td><td>0.45</td><td>0.45</td><td>0.15</td><td>0.15</td><td>0.007</td><td>0.072</td><td>0.85</td></tr>
</table>

参考书目

McDyer F, et al. Load Modelling and Dynamics. CIGRE Report, WG38. 02. Task Force 05, 1990.

Chen M S. Determining Load Characteristics for Transient Performance. EPRI Report, EL-849/ EL-850, 1979/1981.

Concordia C. Load Representation in Power System Stability Studies, IEEE Trans. On PAS, PAS-101, 1982, 969-977.

汤涌．电力负荷的数学模型与建模技术．北京：科学出版社，2012.

fuhe youhua kongzhi

负荷优化控制　(load optimal control)　见变电站自动化系统智能化应用功能。

fuxu jidianqi

负序继电器　(negative sequence relay)　从三相全电流或全电压提取负序电流、电压或功率作为动作量的一类保护继电器。按反应负序量的不同，可分为负序电流继电器、负序电压继电器及负序功率方向继电器。这一类继电器主要由负序滤过器（一种能从三相全电流或全电压分出相应负序分量的装置）和其输出执行元件两部分组成。负序继电器（见图）用模拟元件构成时，按构成负序滤过器的方案不同，可有多种结构型式，如电阻-电感型，电阻-电容型，集成电路型；按构成原理不同，可分为电磁型、整流型、晶体管型、集成电路型和数字型等。



DY-4型负序继电器

负序电流继电器、负序电压继电器、负序电流增量（或突变量）继电器及负序功率方向继电器已广泛用于发电机、变压器及输电线路继电保护中作为短路故障的起动元件、控制元件及判别元件等。反时限负序电流继电器是大型发电机的一种必备保护继电器。

fuhe dianya guodianliu baohu

复合电压过电流保护　(compound voltage overcurrent protection)　见电流保护。

fuza guzhang jisuan

复杂故障计算　(complex faults calculation)　电力系统中同时发生双重或多重故障（包括短路和操作）时，故障电流、电压及其分布的计算。复杂故障计算的目的是确定故障的严重程度，整定继电保护装置，选择电气设备，分析系统中负序及零序电流的分布等。复杂故障计算是短路电流计算的一种形式。

复杂故障计算方法包括多端口网络法、两步补偿法、统一补偿法等。由于适应面广、计算量小，多端口网络法和统一补偿法在大电网复杂故障分析中得到广泛应用。

复杂故障计算的假定前提是：①不计网络的电磁暂态过程；②不计暂态过程中同步发电机定子绕组的非周期分量；③假定输电线路换位是均匀的、参数是对称的。复杂故障计算是一个具有恒定激励和部分网络变化的线性网络方程求解问题。除了由于不对称故障引起的局部不对称外，网络使用三相对称模型描述。可以计算 $t=0^+$ 故障时刻网络中电流、电压的周期分量，也可与暂态稳定计算程序连接，计算机组摇摆过程中电流、电压的变化。复杂故障计算以对称分量法为基础，实现ABC三相网络电气量与零、正、负（简写为012）三序网络的变换。

多端口网络法　根据多端口理论，每一个故障点被定义为一个端口。通过网络等值，正序、负序和零序网络被分别收缩到故障端口，形成端口网络方程。根据故障类型形成故障端口边界条件方程，方程的维数取决于同时发生的故障数目。联立求解故障端口边界条件方程和故障端口网络方程，可以计算得到故障端口电压和电流，进而求取各个序网中其他母线的故障后电压，完成复杂故障计算的任务。多端口网络法复杂故障计算内容包括：①复杂故障方式的分解；②故障端口网络方程的形成；③故障端口边界条件方程的形成；

④联立方程组的求解及故障后其他母线电压的求解。

复杂故障方式的分解　电力系统中任何一种复杂故障都可分解为两种以上简单故障的组合。简单故障可分为对称故障和不对称故障，其中不对称故障尽管种类很多，但基本上可根据故障的三序网接口端连接方式分为串型故障［图 1（a）］和并型故障［图 1（b）］两种基本类型。

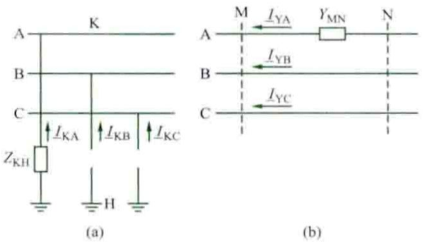


图 1　不对称故障的两种基本类型
（a）串型故障；（b）并型故障

电力系统中常见故障方式的分解见表 1。

表 1　电力系统常见故障方式的分解

故障类型	故障方式	分解后的故障类型
串型故障	单相金属性接地	单相短路故障，H 点是地点，$Z_{KH}=0$
	单相非金属性接地或单相负荷投入	单相短路故障，H 点是地点，且 $Z_{KH}\neq 0$
	两相断线	相当于非故障相 K，H 点短路，H 点不是地点
并型故障	单相断线	$Y_{MN}=0$
	单相阻抗投入	单相不完全断线，$Y_{MN}\neq 0$
	两相短路接地	N 点是地点，非故障相对地断线，且 $Y_{MN}=0$，三个序网并联
	两相短路	N 点是地点，非故障相对地断线，且 $Y_{MN}=0$，正序网和负序网并联

故障端口网络方程的形成　电网对称运行时，仅正序网中有电流。当有一重或多重不对称故障作用时，012 三个序网中都有故障电流。串型故障可等值为各序故障端口 K、H 之间开断并在 K 点注入 H 点流出故障电流 $\underline{I}_{K(0)}$、$\underline{I}_{K(1)}$、$\underline{I}_{K(2)}$。并型故障可等值为各序故障端口 M、N 之间开断并在 M 点注入 N 点流出故障电流 $\underline{I}_{Y(0)}$、$\underline{I}_{Y(1)}$、$\underline{I}_{Y(2)}$。以 K、H 端口之间发生串型故障，M、N 端口之间发生并型故障为例，网络方程的形式简写如下

$$\left.\begin{aligned}\boldsymbol{Y}_{(1)}\boldsymbol{U}_{(1)} &= \boldsymbol{I}'_{(1)}+\boldsymbol{I}_{K(1)}+\boldsymbol{I}_{Y(1)}\\ \boldsymbol{Y}_{(2)}\boldsymbol{U}_{(2)} &= \boldsymbol{0}+\boldsymbol{I}_{K(2)}+\boldsymbol{I}_{Y(2)}\\ \boldsymbol{Y}_{(0)}\boldsymbol{U}_{(0)} &= \boldsymbol{0}+\boldsymbol{I}_{K(0)}+\boldsymbol{I}_{Y(0)}\end{aligned}\right\} \quad (1)$$

设网络有 n 个节点、m 重故障，则式（1）中，$\boldsymbol{Y}_{(1)}$、$\boldsymbol{Y}_{(2)}$、$\boldsymbol{Y}_{(0)}$ 为正、负、零三序 n 阶已知导纳矩阵；$\boldsymbol{I}'_{(1)}$ 为正序已知注入电流源 n 阶列向量；$\boldsymbol{U}_{(1)}$、$\boldsymbol{U}_{(2)}$、$\boldsymbol{U}_{(0)}$ 为待求正、负、零三序 n 阶电压列向量；$\boldsymbol{I}_{K(1)}$、$\boldsymbol{I}_{K(2)}$、$\boldsymbol{I}_{K(0)}$ 为待求正、负、零三序 n 阶串型故障电流列向量；$\boldsymbol{I}_{Y(1)}$、$\boldsymbol{I}_{Y(2)}$、$\boldsymbol{I}_{Y(0)}$ 为待求正、负、零三序 n 阶并型故障电流列向量。

将式（1）写成阻抗矩阵的形式，取出故障端口处的网络方程，简写为

$$\left.\begin{aligned}\Delta\boldsymbol{U}_{(1)} &= \Delta\boldsymbol{U}_{Z(1)}+\boldsymbol{Z}_{(1)}\boldsymbol{I}_{(1)}\\ \Delta\boldsymbol{U}_{(2)} &= \boldsymbol{0}+\boldsymbol{Z}_{(2)}\boldsymbol{I}_{(2)}\\ \Delta\boldsymbol{U}_{(0)} &= \boldsymbol{0}+\boldsymbol{Z}_{(0)}\boldsymbol{I}_{(0)}\end{aligned}\right\} \quad (2)$$

设网络有 n 个节点、m 重故障，则式（2）中，$\boldsymbol{Z}_{(1)}$、$\boldsymbol{Z}_{(2)}$、$\boldsymbol{Z}_{(0)}$ 为正、负、零三序故障端口阻抗矩阵，是 m 阶方阵，其元素是故障端口自阻抗、互阻抗；$\Delta\boldsymbol{U}_{Z(1)}$ 为 m 阶列向量，故障前故障端口开路电压；$\Delta\boldsymbol{U}_{(1)}$、$\Delta\boldsymbol{U}_{(2)}$、$\Delta\boldsymbol{U}_{(0)}$ 为待求故障后故障端口正、负、零序电压（即 $\underline{U}_K-\underline{U}_H$ 或 $\underline{U}_M-\underline{U}_N$），分别是 m 阶列向量，通常 $\Delta\boldsymbol{U}$ 用 $\boldsymbol{U}$ 表示；$\boldsymbol{I}_{(1)}$、$\boldsymbol{I}_{(2)}$、$\boldsymbol{I}_{(0)}$ 为待求的故障后故障端口的正、负、零序电流（即 $\underline{I}_K$、$\underline{I}_Y$），分别是 m 阶列向量。

式（2）中的正序网方程是有源网方程，式（2）中的负序及零序网方程是无源网方程。上述方程除用阻抗型［式（2）］表示外，还可用导纳型或阻抗导纳混合型表示。当网络中仅有串型故障时用阻抗型表示；仅有并型故障时用导纳型表示；二者均有时用混合型表示。对式（2）做简单变换，即可得到导纳型或混合型的表达式。

由式（2）可知，故障端口网络方程与节点数 n 无关，仅与故障重数 m 有关，故障端口自阻抗、互阻抗已知，故障端口网络方程即可形成。式（2）为 $3m$ 阶，而未知数为 $2\times 3m$ 个。因此，需补充 $3m$ 个边界条件方程才可求解。

故障端口边界条件方程的形成　故障端口边界条件方程可根据故障端口 ABC 三相电量与 012 序电量之间的关系导出。描述图 1（a）、（b）边界条件方程的一般表达式对串型故障和并型故障有不同的形式，其中串型故障是

$$\left.\begin{aligned}&n_1\boldsymbol{U}_{KH(1)}+n_2\boldsymbol{U}_{KH(2)}+n_0(\boldsymbol{U}_{KH(0)}+3\boldsymbol{I}_{K(0)}\boldsymbol{Z}_{KH})=\boldsymbol{0}\\ &n_1\boldsymbol{I}_{K(1)}=n_2\boldsymbol{I}_{K(2)}=n_0\boldsymbol{I}_{K(0)}\end{aligned}\right\} \quad (3)$$

并型故障是

$$\left.\begin{aligned}&n_1\boldsymbol{U}_{MN(1)}=n_2\boldsymbol{U}_{MN(2)}=n_0\boldsymbol{U}_{MN(0)}\\ &n_1\boldsymbol{I}_{Y(1)}+n_2\boldsymbol{I}_{Y(2)}+n_0(\boldsymbol{I}_{Y(0)}+3\boldsymbol{U}_{MN(0)}\boldsymbol{Y}_{MN})=\boldsymbol{0}\end{aligned}\right\} \quad (4)$$

一重故障可写出三个独立方程，m 重故障可写出 $3m$ 个独立方程。式（3）、式（4）中 n_1、n_2、n_0 是理想隔离变压器的变比，它表明多重故障时各序网故障端口的耦合关系，取值见表 2。

表 2　理想隔离变压器的变比

序网		零序（n_0）	正序（n_1）	负序（n_2）
特殊相	a	1	1	1
	b	1	a^2	a
	c	1	a	a^2

注：1. $a=e^{j120^\circ}=-\frac{1}{2}+j\frac{\sqrt{3}}{2}$。

2. $a^2=e^{j240^\circ}=-\frac{1}{2}-j\frac{\sqrt{3}}{2}$。

联立方程组的求解　故障端口网络方程式（2）与若干组边界条件方程式（3）或式（4）联立，构成了描述复杂故障端口各电量之间关系的数学模型。该方程组的未知数与方程个数正好相等，方程可解。

统一补偿法　一种规范化的故障分析计算机计算方法。该方法将故障看作是电网结构的变更，为了避免发生开断故障时支路分段和输电线中间发生短路故障时新增故障母线，保持故障前电网的完整性，将故障支路移出单独处理。该方法包括故障修正电路模型的生成和网络方程联立求解两部分。

故障修正电路模型的生成　故障后的电力系统可以看作由两部分组成：一是故障前的电力网络，这部分是三相对称的；二是故障引起原网络变化的电路模型，简称故障修正电路模型，对于不对称故障，该模型是三相不对称的。假设受故障影响的元件用节点导纳矩阵 $\boldsymbol{y}$ 表示，为保持原始网络不

变，通过并联$-\boldsymbol{y}$来模拟这组元件并从原网络中移出，如图2（a）所示。图中的块$\boldsymbol{Y}_f$表示故障电路。$-\boldsymbol{y}$和$\boldsymbol{Y}_f$的并联即是故障修正电路模型$\Delta\boldsymbol{Y}_f$，如图2（b）所示，并有

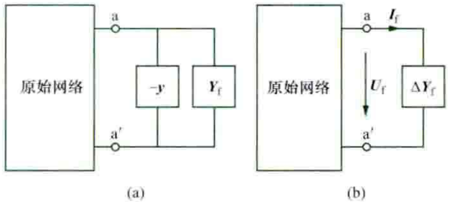


图2　电力系统故障后网络
（a）并联$-y$；（b）故障修正电路模型

$$\Delta\boldsymbol{Y}_f = \boldsymbol{Y}_f - \boldsymbol{y} \quad (5)$$

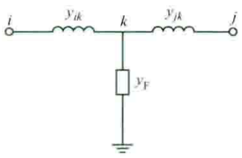


图3　短路故障发生在传输线中间点

对于不同的故障，相当于在原网络上贴不同的$\Delta\boldsymbol{Y}_f$。$\Delta\boldsymbol{Y}_f$可用相分量或序分量来描述。

以在传输线（i，j）的中间点k发生短路故障为例，故障电路模型如图3所示。

图3故障电路的节点导纳阵可以表示为

$$\begin{bmatrix} y_{ik} & & -y_{ik} \\ & y_{jk} & -y_{jk} \\ -y_{ik} & -y_{jk} & y_{ik}+y_{jk}+y_F \end{bmatrix}\begin{matrix} i \\ j \\ k \end{matrix} \quad (6)$$

矩阵中的每一个元素都是三维子阵，在序分量中代表正、负、零序支路导纳。消去式（6）中的故障节点k，可得故障电路端点的等值导纳矩阵

$$\boldsymbol{Y}_f = \begin{bmatrix} y_{ik} & \\ & y_{jk} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} -y_{ik} \\ -y_{jk} \end{bmatrix}(y_{ik}+y_{jk}+y_F)^{-1} \times \begin{bmatrix} -y_{ik} & -y_{jk} \end{bmatrix} \quad (7)$$

将其和受故障影响支路的导纳阵$-\boldsymbol{y}$并联，用式（5）计算出故障修正电路的导纳$\Delta\boldsymbol{Y}_f$。

如果在零序互感支路上发生故障，需要把互感支路作为一组移出处理。

使用以上方法，无论何种类型故障，原始网络的拓扑结构都不需要变化，也不需要增加故障节点，只需形成该故障对应的故障修正电路模型导纳$\Delta\boldsymbol{Y}_f$，并贴到原始网络即可。

网络方程联立求解　形成故障修正电路模型导纳矩阵$\Delta\boldsymbol{Y}_f$后，与原网络方程联立求解，即可得到故障后网络的电压分布，进一步求取故障点和支路电流。

通常使用注入电流补偿法联立求解网络方程，其计算过程如式（8）所示。首先求解从故障端口看进去电网的诺顿等值电路（$\boldsymbol{Y}_{eq}$、$\boldsymbol{I}_{eq}$）；然后与故障端口矩阵联立求解故障后端口电压$\boldsymbol{U}_{eqf}$；之后求解故障端口对故障前电网的注入电流$\boldsymbol{I}_f$，将$\boldsymbol{I}_f$与电网中其他注入电流$\boldsymbol{I}_s$叠加，联立求解得到故障后全网电压$\boldsymbol{U}_{sf}$；最后求解其他电气量。

$$\left.\begin{aligned} \boldsymbol{Y}_{eqf} &= \boldsymbol{Y}_{eq} + \Delta\boldsymbol{Y}_f \\ \boldsymbol{Y}_{eqf}\boldsymbol{U}_{eqf} &= \boldsymbol{I}_{eq} \\ \boldsymbol{I}_f &= \Delta\boldsymbol{Y}_f\boldsymbol{U}_{eqf} \\ \boldsymbol{Y}_s\boldsymbol{U}_{sf} &= \boldsymbol{I}_s - \boldsymbol{I}_f \end{aligned}\right\} \quad (8)$$

注入电流补偿法在故障求解过程中保持网络矩阵不变，便于编程实现。但是对于需要多次进行复杂故障求解的情况，如应用于暂态稳定仿真，在故障持续期间，需要先求解故障端口的系统等值注入电流$\boldsymbol{I}_{eq}$，然后再求解故障端口电压和全网电压，存在两次解网过程，计算量稍大。此时可以使用网络矩阵修正法，修改网络方程左侧矩阵，将故障端口矩阵$\Delta\boldsymbol{Y}_f$的影响反映到故障前网络方程矩阵$\boldsymbol{Y}_s$中，LU分解（三角分解）网络矩阵，并前代回代求解故障后的电网母线电压，进一步求解故障电流和其他状态量。网络矩阵修正法在故障持续期间，只需要使用分解后的因子阵前代回代求解网络方程，计算量较小。

参考书目

周孝信，李汉香，吴中习．电力系统计算．北京：水利电力出版社，1988．

刘万顺，黄少锋，徐玉琴．电力系统故障分析．北京：中国电力出版社，2010．

张伯明，陈寿孙，严正．高等电力网络分析．2版．北京：清华大学出版社，2007．

G

GOOSE (generic object oriented substation event)

见变电站测量与控制技术。

ganyingxing jidianqi

感应型继电器 (induction type relay) 利用输入激励量产生的交变（移动或旋转）磁场与该磁场中可动系统所感应的电流之间相互作用力而工作的一种电气继电器。感应型继电器用交流电气量形成两组空间位置不同的交变磁场使导电的可动系统工作。①感应型只能构成交流继电器。②在结构上以两组独立的磁系统形成旋转磁场，故可动系统采用旋转（或偏转）的动作方式。③除简单的单一电气量的继电器外，还可以方便地利用多电量构成具有复杂动作特性的各种继电器，是机电型继电保护装置中使用类型最多的一种交流继电器。

原理 感应型继电器利用一组定向交变磁场在导电型可动系统上感应电流与另一组定向交变磁场的作用力使该可动系统运动，因而使固定于可动系统的动触点与静触点间的相对位置发生变化。其工作原理与感应型测量仪表（如电能表）相同。

使动触点与静触点间正常相对位置发生改变时（如动合触点变为闭合）加入继电器的电量值称为该继电器的动作值；而动触点由动作位置返回至正常位置时外加的电量值称为返回值。返回值与动作值之比为返回系数。对反应过量型的感应型继电器，一般要求返回系数不小于0.8～0.85。

主要类型和主要技术性能 根据可动系统的形状及其性能主要有圆盘式与圆筒（圆杯）式两种。

圆盘式。利用圆盘具有一定转动惯量构成反时限动作特性的单一电量继电器，其动作转矩正比于外加电量的平方值。使圆盘开始转动时的电流值称为该继电器的始动电流。随着外加电量增大，圆盘转速随之加快，由始动到动静触点接触所需的时间，即继电器的动作时间缩短，直到基本稳定于某一最低数值。

圆筒式。可动系统的转动惯量小，用以构成瞬动特性的继电器。在结构上采用空间正交的磁系统（一般为四极）。按电动机原理，即同一频率的两组交变磁场在空间与时间上均相差90°时，产生旋转磁场，继电器的可动部分（铝杯）随之转动。继电器的动作转矩正比于通入的两组交流电量幅值与两者相位差正弦量三者的乘积。可以用以构成单一量的继电器，如反时限电流继电器；也可以用以构成多输入量（一般为两组）的继电器，如频率继电器、电流平衡继电器、功率继电器与距离继电器等。

gaoji liangce xitong

高级量测系统 (advanced metering infrastructure)

用来测量、收集、储存、分析和运用用户用电信息的硬软件综合系统，简称AMI。由智能电能表、双向通信网络和测量数据管理系统等部分组成，可为定时或即时取得带时标的各种计量值、实现用户与电网间信息互动、需求侧管理等提供支持。

配电网高级量测系统是智能电网发展的重要组成部分，该系统可实现：①通过提供给用户准确和及时的电费清单，改善计费过程并提高用户满意度；②运用电能表远程诊断和可即时读取的功能，改善对用户的服务和管理；③提供系统范围内的负荷测量，增强系统可观性，帮助电力公司制订更有针对性的系统改造计划；④支持消除峰荷和节能的需求侧响应和分时计费，减少网络阻塞费用和网损，提高资产利用率；⑤支持用户侧的分布式发电的接入；⑥为配电系统其他系统高级应用建立基础。高级量测系统主要包含用电信息采集系统和量测数据管理系统两部分。

用电信息采集系统 通过对配电变压器和终端用户的用电数据的采集和分析，实现用电监控、推行阶梯定价、负荷管理、线损分析，最终达到自动抄表、错峰用电、用电检查（防窃电）、负荷预测和节约用电成本等目的。建立全面的用户用电信息采集系统需要建设系统主站、传输信道、采集设备，以及电子式电能表或智能电能表。用电信息采集系统一般由电能表、采集终端、集中器、信道和后台主站系统构成，并将向着多功能一体化的方向发展。用电信息采集系统总体架构见图1。

电能表 实现有功功率对时间积分及有功电能测量的电表，是电能计量装置的核心。实施远方自动读表的电能表多为带RS232或RS485通信接口的电子表。智能电能表是电子式电能表的发展，它是可编程的电能表，除了用于电能量记录以外，还具有双向通信功能，支持电能表的即时读取（可随时读取和验证用户的用电信息）、远程接通和开断、装置干扰和窃电检测、电压越界检测，也支持分时电价或实时电价、需求侧管理等功能，并能够作为电力公司与用户户内网络进行通信的网关，使得用户可以近于实时地查看其用电信息和从电力公司接收电价信号。

采集终端 用于采集多个用户电能表电能量信息，并经处理后通过信道将数据传送到系统上一级（中继器或集中器）的设备（或包括专用模块的设备）。一般应具有以下功能：①数据采集。通过脉冲量采集（对机械表、普通电子表）、数据通信（多功能表）方式获取用户电能表电能量等有关信息；采集状态（计量箱门开/关、控制开关位置等）量信息；采集电压、电流、有功功率、无功功率、功率因数、有功电量、无功电量、频率等参数。②数据存储。将所采集、处理的各种数据按一定的存储周期存储在终端内，以便主站查询、使用。具体数据如零点电量（正、反向），有功电量（总、峰、平、谷、尖），（正、反向）无功电量（总感性、总容性），当前正向（反向）最大需量及发生时间，上月正向（反向）最大需量及发生时间；停电记录数据，包

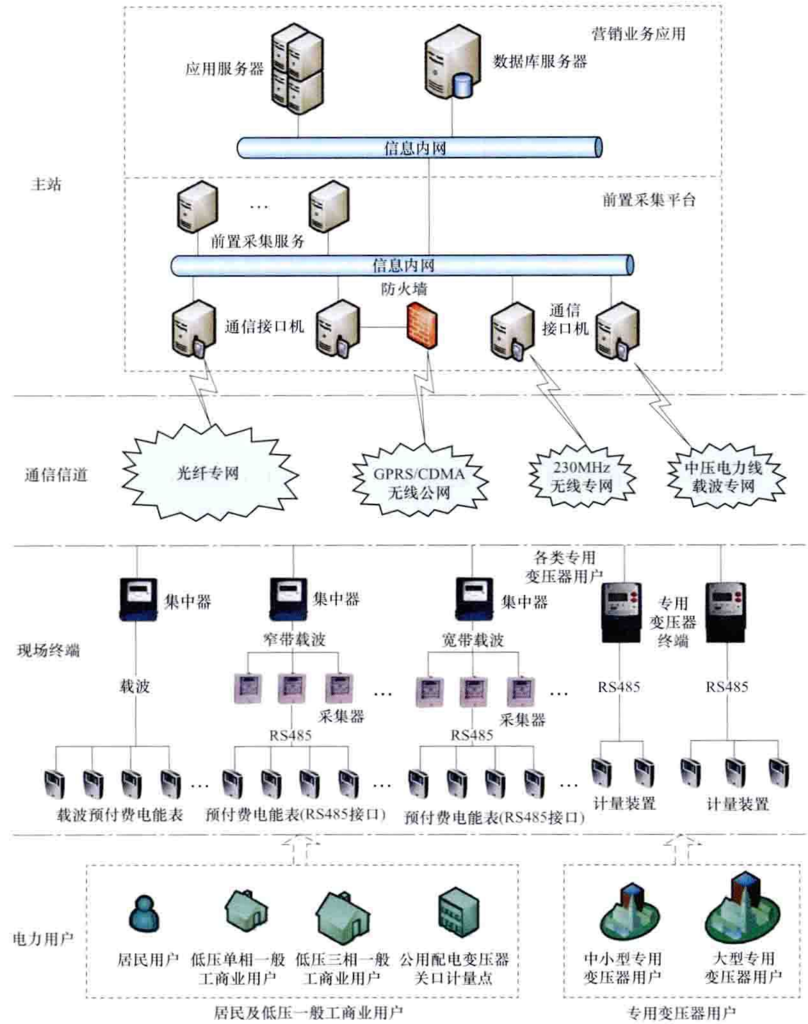


图 1　用电信息采集系统总体架构

括停电时间，来电时间等。③数据处理。对所采集的数据进行统计分析等处理，具体如：分析并统计三相电压、三相电流、三相有功/无功功率、最大值、最小值及出现时间，电流越上限时间，电压越上、下限时间，线路停电时间等；统计分析电压合格率；异常用电分析判断等。④异常用电监测与处理。监测有关用电设备的运行参数和状态，与正常运行情况相比较，如发现异常就及时进行提示与报警，并记录事件发生时的正向、反向电量，便于窃电查处和管理。⑤参数设置和查询。支持主站或掌上机通过远程/当地方式进行参数设置和查询。⑥数据通信。通过与主站系统及多功能电能表等其他设备的通信实现数据传输。

集中器　收集各采集终端或采集模块的数据，并进行处理储存，同时能和主站进行数据交换的设备。集中器的主要功能包括：①数据采集、处理及储存。根据设定的抄读间隔自动采集各用户电能表的累计电能量；并根据设定的抄收间隔及抄表周期自动生成各用户电能表的累计电能量。至少可以保存两个抄表周期、两个抄收间隔和两个抄读间隔的各用户电能表的累计电能量数据，并具有补抄功能。②设置功能。可设置初始参数、抄读间隔及自动抄日，并有防止非授权人员操作的功能。③校时功能。集中器应有计时单元可被系统校对，计时单元的日计时误差不大于 5s。④通信功能。应有当地通信及与各采集终端和上一级集中器或主站远方通信的功能。主站的通信接口应符合相关标准。⑤自诊断和异常信息记录功能。可自动进行自检，发现设备（包括通信）异常应有记录和报警功能。⑥扩展功能。可发布冻结命令，实现指定时间电能表累计电能量的冻结。

通信信道　信号（数据）传输的媒体。集中器、采集终端等设备的信道有上行信道和下行信道。集中器的上行信道是指集中器和主站之间的信道；下行信道是指集中器和采集终端之间的信道。采集终端的上行信道是指采集终端和集中器之间的信道，下行信道一般是指采集终端和客户电能表之间的信道。通信信道可分为有线通信、电力线载波通信和无线通信网等方式，包括公网无线方式的 GSM/GPRS 及拨号信道、有线方式的电话拨号信道，以及主音频电缆、无线电台等专用通信信道。

后台主站系统　通过信道对集中器中的信息进行采集，并进行处理和管理的计算机系统。后台主站系统的主要功能包括：①数据采集管理。通过多任务管理自动生成定时任务，也可以接收其他应用功能发送的采集任务。主要实现方法有定时数据采集，周期数据采集，随机采集数据，自动数据补测，人工历史数据补测。②数据处理。如进行线损、变压器损耗、分类/分时电量结算、按照不同的高峰/低谷时段计算，统计日/月/年的电量等。③异常用电告警处理。根据用户要求的数据处理结果以及设备状态的变化，对系统中发生的特定变化进行提示和告警。如用电异常、电量值越界、装置异常等。④数据查询。查询原始数据、统计数据、历史数据、登录及系统参数修改、告警分类和组合等。⑤系统管理。包括系统权限管理（身份验证、权限验证）、设备管理（表计管理、新装表计、表计更新、终端设备参数、表基数等）、其他（设备更换后数据处理，在线查看终端、电表状态和参数）等。

量测数据管理系统　可对用电信息采集系统获取的数据进行各种分析的数据库管理系统。对 AMI 中的数据进行合法性的核对、评估以及确认是该系统最重要的功能之一，它将确保进入系统的数据真实、准确。由于 AMI 处理的数据量大，复杂度高，要求数据中心的存储容量必须足够大，数据管理系统的数据处理能力足够强，以满足数据储存、检索、分析处理、计费差错更正、用户投诉处理等需要。

测量数据管理系统可分为自动数据采集管理、企业服务总线管理和量测数据管理三个部分。

自动数据采集管理　主要功能是接收量测数据和发送控制命令。接收量测数据功能是指通过企业服务总线，读取采集系统发送过来的用电信息，按照设定的通信数据格式解封装后，发送到量测数据管理模块或其他系统。发送控制命令功能是指将控制命令按照系统设定的通信格式封装后，通过

企业服务总线发送到采集系统，由采集系统负责通过通信网络将命令发送到智能用电终端。

企业服务总线管理　企业服务总线管理为量测数据管理系统与系统主站内其他系统数据交互提供接口，是实现量测数据管理系统与其他系统之间数据共享的基础。系统主站内其他系统包括用户信息系统、地理信息系统、资源管理系统、资产管理系统、采集系统、地理信息系统和断电管理系统等。

量测数据管理　量测数据管理主要负责分析、编辑、储存或者转发自动数据采集管理模块发送过来的用户用电数据，以及对数据进行安全管理，其功能模块如图2所示。

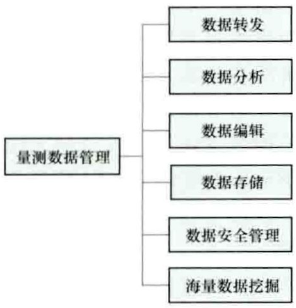


图2　量测数据管理功能示意图

数据转发。包括转发数据到其他系统和公告信息发布两种形式。转发数据到其他系统是指将分析和编辑后的用电数据通过企业服务总线发到其他系统，供其他系统分析和管理。公告信息发布是向智能用户终端发布分时/阶梯电价和电网用电负荷等信息。发布的公告信息通过广域通信网络传输到智能交互终端，用户可根据接收到的公告信息，起动、停止智能用电设备，或者由电力公司根据电网运行情况进行远程控制。

数据分析。基于各种数据分析工具，对数据进行分析、切片、挖掘、钻取和数量统计等。可以由用户输入相关条件或数学统计模型，通过历史数据对未来的发展进行趋势预测。具体功能包括：①根据历史数据与电量价格分析用户的用电费用；②根据算法计算得出的分时/阶梯电价，结合当前市场情况，制定适合电力公司与用电终端用户的分时/阶梯电价；③如果出现非正常用电负荷的数据，分析并得出非正常用电负荷的原因；④根据现有理论分析当前用电负荷量，结合历史用电负荷数据，对将来某一时间的用电负荷量做出预测（见电力系统负荷预测）；⑤分析用户的用电账单详情，并生成用电信息报表，为用户制订个性化的用电计划提供参考。

数据编辑。数据转发、数据分析和数据存储的前提和基础，其主要作用是对用电信息进行分析和整合等操作。主要功能包括：①分析采集系统传输过来的量测数据；②根据理论计算分时/阶梯电价，为分时/阶梯电价的分析与制定提供参考；③计算电网中的线路损耗。

数据存储。对数据进行保存、删除、修改和还原等操作，其详细功能包括：①保存处理后的量测数据到后台数据库；②删除后台数据库中指定的数据记录；③修改后台数据库中指定的数据记录；④按照指定时间间隔备份后台数据库中的特定数据记录，以防数据损坏和数据丢失等原因导致数据记录无法恢复；⑤数据库记录还原。数据存储应支持各种流行的大型数据库管理系统。为了提高系统的信息服务能力，采集和分析海量数据的系统可以采用数据仓库管理系统，同时支持分布式的数据储存，具有灵活工具构建系统的数据字典。可以根据数据处理的需求，定义不同类型数据的处理方式，数据计费的时间安排以及结果的输出方式，最大限度利用系统的计算机资源和提高系统数据处理能力。

数据安全管理。量测数据管理的一个基本功能是对AMI数据进行确认、编辑和估算，以确保通信网络中断或用户侧故障时，流向信息管理系统的数据也是完整和准确的。其具体功能包括身份认证、数据校验和数据加密等内容。

海量数据挖掘。使用先进和成熟的算法从后台数据库保存的海量数据中挖掘出想要的结果。较成熟的海量数据挖掘技术有闭合模式挖掘、最大模式挖掘、伺机投影挖掘和协同挖掘等。

gaoji peidian zidonghua

高级配电自动化　(advanced distribution automation)

利用先进的测量和传感技术、控制技术、计算机和网络技术、信息与通信技术，将配电系统中大量的分布式智能终端与各种具有高级应用功能的信息系统加以集成的自动化系统。其目的是提高配电系统在正常及故障情况下的监视、控制、保护水平及相互协调能力，满足智能配电网自愈控制、需求侧响应、高级资产管理等方面的需求，为智能配电网运行、调度与维护提供有效的分析、计算与决策支持。（见配电系统自愈控制、需求侧管理决策支持系统和配电资产管理系统）

高级配电自动化是智能配电系统的核心，是实现配电网运行与管理信息化、自动化、智能化的关键。它不仅是对传统配电自动化技术的继承和发展，更融入了现代电力电子技术、信息与通信技术、分布式计算与仿真技术等新技术，更关注解决分布式发电、储能装置、微电网、电动汽车充电装置、负荷需求侧响应等给配电系统保护、控制、调度和管理带来的新问题。利用高级配电自动化技术可全面提升配电网运行的安全性、可靠性、电能质量、供电能力与资产利用率水平。（见配电系统可靠性评估、配电系统电能质量）

高级配电自动化的特征主要体现在：①支持分布式电源、储能装置、微电网的灵活、友好接入，并实现有效的监控、调度与管理；②分布式智能终端的广泛采用，使得电网运行方式与结构更加灵活；③能够适应各种变化的网络结构并实现系统自愈控制；④支持需求侧响应功能；⑤支持高级配电资产管理。

高级配电自动化系统功能主要包括配电系统数据采集与监控、自愈控制、保护装置在线整定与协调、电压无功控制、电能质量监测、实时状态估计与配电网快速仿真、分布式电源集成与监控等。

见配电系统自动化。

gaoji shuju lianlu kongzhi guiyue

高级数据链路控制规约　(high-level data link control protocol，HDLC)　国际标准化组织为进行同步、编码透明的数据传输而制定的面向比特的数据链路控制通信规约。它定义了三种站类型、两种链路结构、三种数据响应模式以及操作方式、HDLC帧结构、控制字段和参数，执行ISO/IEC 7809—1993（HDLC的规约类别汇编）、ISO/IEC 3309—1993（HDLC的帧结构）和ISO/IEC 4335—1993

（HDLC的规约要素汇编）三个标准。

数据站类型 HDLC定义了主站、从站、复合站三种数据站。

主站 发送命令帧和数据信息帧，接收响应帧，并负责控制链路的操作与运行。主站向从站发送命令帧，并从从站接收响应帧。在多点链路中，主站负责管理与各个从站之间的链路。

从站 在主站的控制下进行工作，从站发送响应帧作为对主站命令帧的响应。从站对链路无控制权，从站之间不能直接进行通信。

复合站 同时具有主站与从站的功能，既能发送，又能接收命令帧和响应帧，并负责整个链路的控制。

数据链路结构 HDLC定义了不平衡链路、对称链路和平衡链路三种链路结构。无论哪种链路结构，站点之间均以帧为单位传输数据或状态变化的信息，传输方式如图1所示。

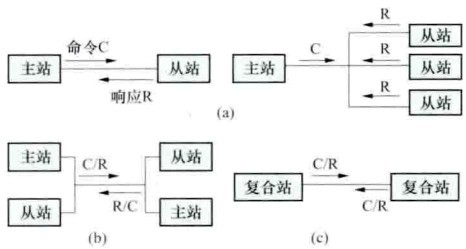


图1 HDLC链路结构类型

（a）不平衡链路结构；（b）对称链路结构；（c）平衡链路结构

C—命令；R—响应

不平衡链路结构 由一个主站和一个或多个从站组成，既可用于点对点链路，也可用于多点链路并提供全双工和半双工传输。

对称链路结构 连接两个点对点独立的不平衡的逻辑结构，并在一条链路上复用。这种结构中有两条独立的主站到从站的链路，提供全双工和半双工传输。

平衡链路结构 由两个复合站以点对点的连接方式构成，两个复合站都具有数据传送和链路控制功能，该结构提供全双工和半双工传输。

操作方式 根据通信双方的链路结构和传输响应类型，HDLC提供了正常响应方式、异步响应方式和异步平衡方式三种操作方式。

正常响应方式 不平衡链路操作，主站可以向次站发送数据，但从站只有在得到主站允许之后才能向主站传送数据。

异步响应方式 不平衡链路操作，次站可以不必得到主站的允许就可以开始数据传输，主站保留对链路的责任，包括差错检验及逻辑拆线。

异步平衡方式 平衡链路操作方式，任何一个组合站在任何时刻都可以发送命令，并且在未得到来自其他组合站的明确允许下就可开始传输响应帧。

HDLC帧结构 以帧作为信息传输的基本单位，它由六个字段组成，这六个字段可以分为标志序列（F）、地址字段（A）、控制字段（C）、信息字段（I）、帧校验字段（FCS）五种类型。在帧结构中允许不包含信息字段I。帧的格式如图2所示。

标志序列 HDLC指定采用01111110为标志序列，称为F标志。要求所有的帧必须以F标志开始和结束。接收设备不断地搜寻F标志，以实现帧同步，从而保证接收部分对后续字段的正确识别。

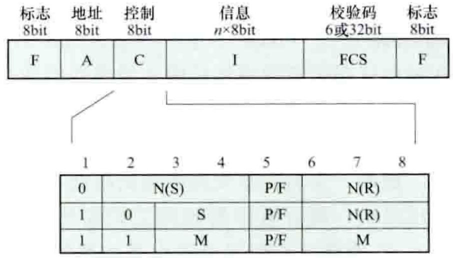


图2 HDLC帧结构

地址字段 表示链路级的从站或复合站的地址，共有8bit。命令帧中地址字段（A）是对方的地址，响应帧中的地址是自己的地址。

控制字段 用于构成各种命令和响应，可能包括顺序和编号，主站或复合站利用控制字段来同时被寻找的从站或复合站执行约定的操作，而从站或复合站则用控制字段对通知进行回答，报告已完成的操作或状态变化。

控制字段定义了3种帧类型，分别是信息帧、监控帧和无编号帧，其中信息帧和监控帧提供差错控制和流量控制，用于完成数据链路控制的主要功能。表中为无编号帧的名称和代码。

无编号帧的名称和代码表

记忆符	名　称	类型		M_1		M_2		
		命令	响应	b_3	b_4	b_6	b_7	b_8
SNRM	置正常响应模式	C		0	0	0	0	1
SARM/DM	置异步响应模式/断开方式	C	R	1	1	0	0	0
SABM	置异步平衡模式	C		1	1	1	0	0
SNRME	置扩充正常响应模式	C		1	1	0	1	1
SARME	置扩充异步响应模式	C		1	1	0	1	0
SABME	置扩充异步平衡模式	C		1	1	1	1	0
DISC/RD	断链/请求断链	C	R	0	0	0	1	0
SIM/RIM	置初始化方式/请求初始化方式	C		1	0	0	0	0
UP	无编号探询	C		0	0	1	0	0
UI	无编号信息	C		0	0	0	0	0
XID	交换识别	C	R	1	1	1	0	1
RESET	复位	C		1	1	0	0	1
FRMR	帧拒绝		R	1	0	0	0	1
UA	无编号确认		R	0	0	1	1	0

信息字段 包含用户的数据信息和来自上层的各种控制信息。在I帧和某些U帧中，具有该字段，可以是任意的二进制比特序列。在实际应用中，其长度由收发站缓冲器的大小和线路的差错情况决定，但必须是8bit的整数倍。

帧检验序列字段 用于对帧进行循环冗余校验，其校验范围从地址字段的第1比特到信息字段的最后一比特的序列，并且规定为了透明传输而插入的“0”不在校验范围内。

参考书目

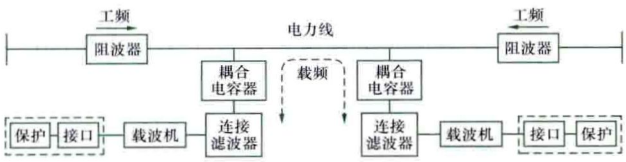
吴延海，陈光军．数据通信技术教程．北京：北京大学出版社，2008．

冯友谊．计算机通信技术．北京：北京邮电大学出版社，2008．

gaopin baohu

高频保护 (high frequency pilot protection) 利用高压输电线路为载波通道传输本线路各端的保护信息，并以其相互比较为动作判据的线路纵联保护。又称电力线载波继电保护。它是广泛采用的一种线路纵联保护。

组成 安装在本线路两端的阻波器，阻止载频流入两端高压母线，耦合电容器隔离工频高压并形成载频通路（见图）。本线路两端载波通信设备的载频信号，通过连接滤波器、耦合电容器经由电力线传输到对端。连接滤波器多为变压器型，作为载频频段的带通滤波与阻抗（高压架空线300～400Ω，电缆为75Ω或100Ω）匹配。电力线载波的工作频段一般为40～500kHz。



电力线载波保护原理框图

特点 除保护专用通道（一般带宽4kHz）外，也可由保护与通信复用电力线载波机。在后一种情况下，规定每路(4kHz)中低于20～24kHz为话音，以上为保护与远动占用，此时电力线载波保护需增设音频接口与电力线载波机连接。由于只能利用有限的带宽，电力线载波保护只适用于传输"有-无"信息的方向比较式纵联保护或电流相位比较式纵联保护，以及窄带移频式的远方跳闸装置。

类型 按电力线载波通道分类有相相耦合与相地耦合两种主要方式，还可按使用通道类别与传输保护信息功能不同而分类。

按使用通道类别分类 ①电力线载波。②电力线复合电缆载波。③分裂导线载波。④绝缘地线载波。以绝缘地线为载波通道的优点是加工设备工作电压低，通道分布干扰小，但是必须保证高压线路故障时不因绝缘地线出现间隙放电而影响载波继电保护的工作。

按传输保护信息功能分类 ①允许（跳闸）式。②闭锁（跳闸）式。（见允许式与闭锁式纵联保护）

允许式在本线路上发生内部故障时，可能由于载波通道衰耗严重增加，使接收端保护因收不到对侧信息而拒绝动作，而如果降低收信电平以提高收信灵敏度，又容易因误收干扰信息而误动作；闭锁式虽可能受内部故障初始形成阶段在故障点出现强干扰脉冲的影响，但据实测，该干扰脉冲持续时间一般不大于4～5ms，与保护整组的起动时间相当，不致明显延缓保护的动作时间，因此利用电力线载波通道的线路纵联保护一般以采用闭锁式为宜。

在电力网发生故障时，电力线载波继电保护能否正确工作，有赖于本线路各端经通道传输的保护信息的可靠性，对于闭锁式纵联保护，避免本线路外部故障时的误动尤为必要，因而在运行中需要时时监测通道是否处于正常状态。通道监测有正常发信连续监测与定时监测两种方式，后者用于故障短时发信的载波保护专用收发信机。监测的对象为通道、加工设备与载波机。由于通道监测是在电力网正常运行时进行，不能确定监测对象在电力网故障时的工作状态（例如往往不能判定阻波器失效），因此不能认为是完善的监测手段。

在中国，对配有故障短时发信的专用机的闭锁式电力线载波纵联保护采用远方起动方式，即当本端接收对端的闭锁信号后立即起动本端发信向线路其他各端保护发出闭锁信息，有效地提高了保护的动作安全性。

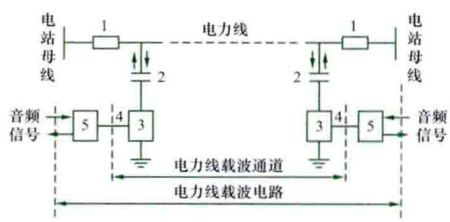
gaoya dianlixian zaibo tongxin

高压电力线载波通信 (high-voltage power line carrier communication) 以高频载波信号通过35kV及以上高压电力线传送信息的通信方式。高压电力线结构牢固，用其作为介质传送载波信号，既经济又可靠。这种综合利用的便利条件是电力系统特有的，也早已为世界各国电力行业广泛应用。

简史 20世纪20年代初期，随着远距离高压输电及在架空通信明线上传送多路载波技术的发展，开始了电力线载波通信的研究实验。当时通过在高压电力线旁悬挂一段几十至几百米长的平行导线，将高频载波信号耦合到高压电力线上，称为天线耦合。这种方法容易实行，但耦合效率太低。20年代末期，电力线载波通信专用高压电容器开始研制生产，通过电容耦合注入载波信号。40年代起，载波信号的调制方式由早期的双边带调幅制改进为单边带调幅制，频谱及功率的利用率明显提高，成为电力线载波设备的基本制式，沿用至今。电子器件方面初期采用电子管，60年代起开始采用晶体管，80年代实现了集成电路化，设备体积逐渐缩小，性能及技术指标日益提高。

从20世纪40年代起，中国在东北、华北的高压电力系统中开始使用双边带电力线载波机。50年代初期进口单边带电力线载波机，中国一些企业开始小批量自制了双边带电力线载波机投入使用。50年代末期，中国开始制造电子管单边带电力线载波机及其他有关设备，此后性能和质量不断改进。到80年代后期，晶体管电力线载波机得到广泛应用，国产设备的技术指标已满足国际标准，运行稳定可靠，基本达到国际水平。90年代初期集成电路电力线载波机得到快速发展，90年代中期微机控制的电力线载波机得到广泛应用，到90年代后期数字化电力线载波机面世，但同时光纤通信得到飞速发展，载波通信的应用面受到限制，大部分成为备用通信方式。进入21世纪后，全数字电力线载波机获得快速发展，应用了数字均衡、纠错编码、阻抗自适应、电平自适应等新技术，运行更稳定，抗干扰能力更强，载波通信系统也趋向于网络通信。

组成 高压电力线载波电路的基本组成如图所示。电话、远动、继电保护或其他音频信号通过电力线载波机5调制成为高频载波信号，经高频连接电缆4、结合滤波器3、耦合电容器2加到



电力线载波电路组成示意图

1—阻波器；2—耦合电容器；3—结合滤波器；4—高频连接电缆；5—载波机

电力线上传送到对方，再还原成为音频信号输出。载波信号的频率范围，下限受到耦合装置成本及工频谐波干扰的限制，上限受到无线电广播频段的限制，一般为30～500kHz，中国规定为40～500kHz。在电力线载波频率范围中，每4kHz（或2.5kHz）为一个基本载波频带。音频信号的频率范围一般为300～3400Hz，可以专门传送电话或数据信号，也可以复合传送电话和数据信号。

图中，结合滤波器、耦合电容器、阻波器等设备称为电力线载波耦合装置。两端载波机的载频输入输出端之间部分，称为电力线载波通道。两端载波机的音频输入输出端之间部分，称为电力线载波电路。电力系统中各电力线载波电路总体组成电力线载波系统。

数字电力线载波采用语音压缩编码、数字时分复用、数字编码调制、自适应均衡、回波抵消等多种技术，是数字通信和电力线载波通信相结合的产物。数字电力线载波通信传输速率及系统容量取决于采用的数字调制方式、占用频带宽度、线路信噪比、模拟信号数字化方式等因素，传输速率一般为1Mbit/s。

特点　高压电力线载波通信的优点：①不需另外架设通信线路、成本低、易于建设。②电力线机械强度很高，提高了电力线载波通道的可靠性。③载波信号传输稳定，通信距离较长，电力线无分支时，几百公里距离可以直达通信。与其他通信方式相比，它也有不足之处：①信号会沿电力线路分散传播，增加了损耗和干扰，不利于频率重复安排。②电力线噪声电平较高，需要提高电力线载波机的发送功率（约1～100W）。③传输性能指标受电力网结构影响较大，电力网结构改变时，载波系统的安排须做相应的调整，而且电力线的换位及线路故障时会使衰减增加很多，因此，准确设计计算通道衰减频率特性比较复杂，需要有专用的计算程序。④通信电路数量较少，不能满足大量信息交换需要。

由于高压电力线载波通信具有以上特点，特别适用于在调度所、发电厂、变电站之间传送为调度管理及安全运行所需的电话、远动、继电保护等信号，成为电力系统的一种重要通信方式。

参考书目

Xavier Carcelle. 电力线通信技术与实践. 刘斌，崔晓曼，方箭，等译. 北京：机械工业出版社，2011.

gaoya zhiliu shudian xitong shuxue moxing

高压直流输电系统数学模型　(mathematical model of high voltage DC system)　高压直流输电（HVDC）系统特性和行为的数学描述。按照直流输电系统的系统结构可分为两端直流输电系统和多端直流输电系统。传统的高压直流输电系统采用的是电流源换流器，随着直流输电技术的发展，出现了基于电压源换流器的高压直流输电系统（VSC-HVDC系统）。根据研究问题的特点，忽略一些次要的因素，可建立适应不同过程计算的HVDC数学模型，一般可分为机电暂态过程计算的数学模型和电磁暂态过程计算的数学模型两种。

基于电流源换流器的高压直流输电系统数学模型

机电暂态过程计算的HVDC系统数学模型　常忽略电磁暂态过程，采用准稳态模型来描述。其中，换流器（包括整流器和逆变器）本身的暂态过程忽略不计，以稳态方程式表示；直流线路采用R型、R-L型或R-L-C型集中参数线路模型；考虑直流输电控制系统的作用，其动态特性用微分方程描述。

换流器机电暂态计算数学模型　采用如下的公式来描述换流器电压、电流与触发角之间的关系

$$\left.\begin{aligned} U_{di} &= \frac{3\sqrt{2}}{\pi}\frac{U_i}{n_i}\cos\alpha - \frac{3X_{ci}}{\pi}I_{di} = U_{oi}\cos\alpha - \frac{3X_{ci}}{\pi}I_{di} \\ U_{dj} &= \frac{3\sqrt{2}}{\pi}\frac{U_j}{n_j}\cos\beta + \frac{3X_{cj}}{\pi}I_{dj} = U_{oj}\cos\beta + \frac{3X_{cj}}{\pi}I_{dj} \end{aligned}\right\} \tag{1}$$

式中U_{di}、U_{dj}，U_i、U_j，n_i、n_j，X_{ci}、X_{cj}，I_{di}、I_{dj}分别为整流侧、逆变侧换流变压器直流出口电压，换流变压器交流母线电压，换流变压器变比，换流变压器换相电抗，直流线路电流；α为整流侧触发角；β为逆变侧触发越前角。

根据下式计算直流系统注入交流系统的有功和无功功率

$$\left.\begin{aligned} &\cos\varphi_i = U_{di}/U_{oi},\ \cos\varphi_j = U_{dj}/U_{oj} \\ &I_i = I_d/n_i,\ I_j = I_d/n_j \\ &P_i = -U_iI_i\cos\varphi_i,\ Q_i = -U_iI_i\sin\varphi_i + Q_{ci} \\ &P_j = U_jI_j\cos\varphi_j,\ Q_j = -U_jI_j\sin\varphi_j + Q_{cj} \end{aligned}\right\} \tag{2}$$

式中$\cos\varphi_i$、$\cos\varphi_j$，I_i、I_j，Q_{ci}、Q_{cj}分别为整流侧、逆变侧功率因数、交流电流和无功补偿容量。

直流线路机电暂态计算数学模型　以两端直流输电系统R-L型集中参数线路模型为例，考虑直流输电线路电流变化的动态过程，用微分方程描述。直流线路模型与换流器模型联立后，其等值电路如图1所示。可写出其微分方程如下

$$\begin{aligned} U_{oi}\cos\alpha = {} & R_{ci}I_d + L_{si}\frac{dI_d}{dt} + R_lI_d + L_l\frac{dI_d}{dt} + L_{sj}\frac{dI_d}{dt} \\ & + R_{cj}I_d + U_{oj}\cos\beta \end{aligned} \tag{3}$$

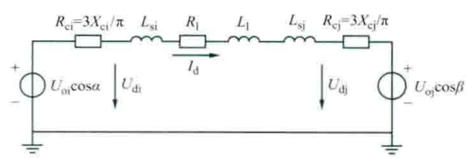


图1　两端直流系统暂态等值电路

其中$\dfrac{dI_d}{dt}=\dfrac{1}{L_{si}+L_l+L_{sj}}\ [U_{oi}\cos\alpha-U_{oj}\cos\beta-（R_{ci}+R_{cj}+R_l）I_d]$

式中L_{si}、L_{sj}分别为整流侧、逆变侧平波电抗器的电感，R_l、L_l分别为直流线路的电阻、电感。

直流控制系统机电暂态计算数学模型　直流输电控制系统的基本调节功能包括整流侧的定电流或定功率调节，逆变侧的定电流、定电压或定关断角调节，以及一些附加控制调节功能，如直流功率提升或回降、频率调制、功率调制、阻尼控制等。这些功能的模拟，可采用动态传递函数框图的形式来描述，其输入为整流侧直流电流、直流功率，逆变侧直流电流、直流电压、关断角，输出为整流侧的触发角和逆变侧的触发越前角。为了更确切地描述直流输电的特殊功能和某些重要的特点，还需要进一步增加某些功能的模拟，如直流线路短路故障及再启动，交流故障引起直流换相失败等。

以上各种数学模型原则上也适用于多端直流输电系统，但多端直流输电系统应考虑整个直流网络和控制系统的

模型。

电磁暂态过程计算的 HVDC 系统数学模型 常采用器件级模型来描述，一般可分为主电路和控制系统两部分。HVDC 系统的主电路一般由换流变压器、晶闸管开关、缓冲电路、直流线路、平波电抗器、滤波器（见图 2）等组成。在电磁暂态过程计算中，换流变压器、缓冲电路、平波电抗器、滤波器等一般采用集中参数模型，以集中电感、电容等值计算电路描述（见电力系统电磁暂态过程计算）；直流线路可采用 Π 型、T 型集中参数线路模型或分布参数线路模型模拟；晶闸管一般用理想半可控开关来模拟（见灵活交流输电系统数学模型）。直流控制系统电磁暂态计算数学模型相对于机电暂态过程计算模型，模拟得更为详细，包括各种调节和脉冲触发环节等。



图 2　直流滤波器（中国电力科学研究院　提供）

直流控制系统电磁暂态计算数学模型　与机电暂态过程计算模型相比，调节控制功能的模拟都是类似的，不同的是增加了脉冲触发环节，其输出为整流侧和逆变侧的触发脉冲信号。直流控制系统功能框图见图 3。

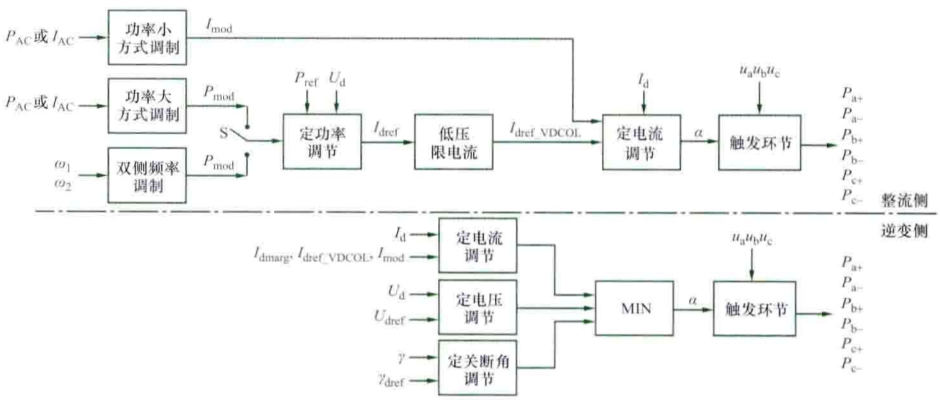


图 3　直流控制系统功能框图

基于电压源换流器的高压直流输电系统（VSC-HVDC 系统）数学模型

机电暂态过程计算的 VSC-HVDC 系统数学模型 VSC-HVDC 系统采用全控电力电子器件构成的电压源换流器（VSC），取代常规 HVDC 中基于半控晶闸管器件的电流源换流器，控制阀的开关和换流器的交流输出，可实现有功功率和无功功率的独立控制。VSC 可采用多种拓扑结构，常用的有三相两电平桥式结构、二极管钳位式三电平结构、模块化多电平结构等。VSC-HVDC 用于机电暂态过程计算时，常忽略电磁暂态过程，采用准稳态模型来描述。其中，VSC 本身的暂态过程忽略不计，以稳态方程式表示；直流线路采用 R 型、R-L 型或 R-L-C 型集中参数线路模型；控制系统动态特性用微分方程描述。

VSC 机电暂态计算数学模型　采用如下的公式来描述 VSC 交流出口电压、VSC 直流侧电压和 VSC 相对于系统电压的移相角度以及调制比之间的关系

$$\underline{U}_c = U_c \angle \delta_c,\ U_c = \frac{\mu M}{\sqrt{2}} u_d,\ \delta_c = \delta_s - \delta \tag{4}$$

式中 U_c 为 VSC 交流出口线电压有效值；u_d 为 VSC 直流侧电压；μ 为与脉宽调制方式有关的直流电压利用率，正弦波脉宽调制 $\mu=\sqrt{3}/2$，空间矢量脉宽调制 $\mu=1.0$；M 为调制比，$0 \leqslant M \leqslant 1$；$\delta_c$ 为 VSC 交流出口电压相角；δ_s 为系统电压相角；δ 为系统电压与 VSC 交流出口电压的相角差。

根据下式计算 VSC-HVDC 系统注入交流系统的电流、有功功率和无功功率

$$\underline{I}_s = \frac{U_c \angle \delta_c - U_s \angle \delta_s}{R_c + \mathrm{j}X_c} \tag{5}$$

$$P_d = \mathrm{Re}(\underline{U}_s \hat{\underline{I}}_s),\ Q_d = \mathrm{Im}(\underline{U}_s \hat{\underline{I}}_s)$$

式中 R_c、X_c 分别为换流变压器的电阻和电抗。

直流线路机电暂态计算数学模型　以两端 VSC-HVDC 系统 R-L 型集中参数线路模型为例。考虑直流线路电流变化的动态过程，用微分方程描述。直流线路模型与 VSC 直流侧电容模型联立后，其等值电路如图 4 所示。可写出其微分方程如下

$$\begin{aligned} C_d \frac{\mathrm{d}u_{di}}{\mathrm{d}t} &= i_{di} - i_d \\ C_d \frac{\mathrm{d}u_{dj}}{\mathrm{d}t} &= i_{dj} + i_d \\ R_l i_d + L_l \frac{\mathrm{d}i_d}{\mathrm{d}t} &= u_{di} - u_{dj} \end{aligned} \tag{6}$$

式中 C_d 为直流电容；R_l、L_l 分别为直流线路的电阻、电感；u_{di}、u_{dj}，i_{di}、i_{dj} 分别为整流、逆变侧直流电压和 VSC 输出直流电流；i_d 为直流线路电流。i_{di}、i_{dj} 依下式求取

$$\begin{aligned} i_{di} &= \frac{P_{ci}}{u_{di}},\ i_{dj} = \frac{P_{cj}}{u_{dj}} \\ P_{ci} &= \mathrm{Re}(\underline{U}_{ci} \hat{\underline{I}}_{si}) \\ P_{cj} &= \mathrm{Re}(\underline{U}_{cj} \hat{\underline{I}}_{sj}) \end{aligned} \tag{7}$$

VSC-HVDC 控制系统机电暂态计算数学模型　VSC-HVDC 控制系统的基本调节功能主要包括定有功功率或定直流电压、定无功功率或定交流电压调节。这些功能的模拟，可采用动态传递函数框图的形式来描述，见图 5。

电磁暂态过程计算的 VSC-HVDC 系统数学模型 常采用器件级模型来描述，一般可分为主电路和控制系统两部分。VSC-HVDC 系统的主电路一般由换流变压器、门极可关断晶闸管（gate turn-off thyristor，GTO）或绝缘栅双极

晶体管（insulated gate bipolar transistor，IGBT）、缓冲电路、电容器、直流线路、滤波器等组成。在电磁暂态过程计算中，换流变压器、缓冲电路、电容器、滤波器等一般采用集中参数模型，以集中电感、电容等值计算电路描述（见电力系统电磁暂态过程计算）；直流线路可采用 Π 型、T 型集中参数线路模型或分布参数线路模型模拟；

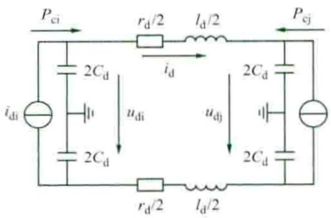


图 4 两端 VSC-HVDC 系统暂态等值电路

GTO 或 IGBT 一般用理想可控开关来模拟（见灵活交流输电系统数学模型）。VSC-HVDC 控制系统电磁暂态计算数学模型相对于机电暂态过程计算模型，模拟得更为详细。

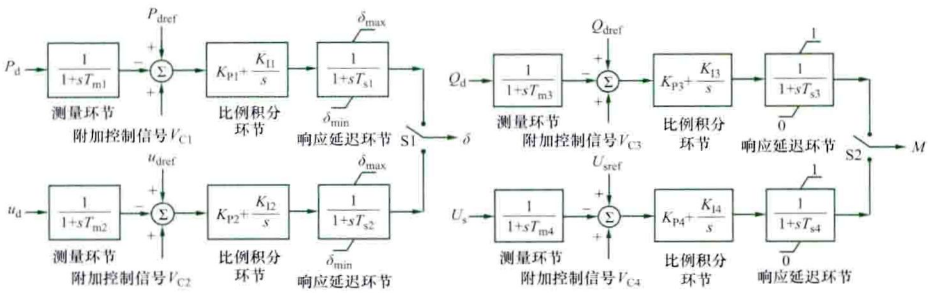


图 5 VSC-HVDC 控制系统传递函数框图

VSC-HVDC 控制系统电磁暂态计算模型　与机电暂态过程计算模型（见图 4）相比，其调节控制更加详细，分为电流内环，有功功率或直流电压和无功功率或交流电压外环控制，还增加了脉宽调制环节。脉宽调制环节与静止同步补偿器（static synchronous compensator，STACOM）脉宽调制环节类似（见灵活交流输电系统数学模型）。VSC-HVDC 控制系统功能框图见图 6。

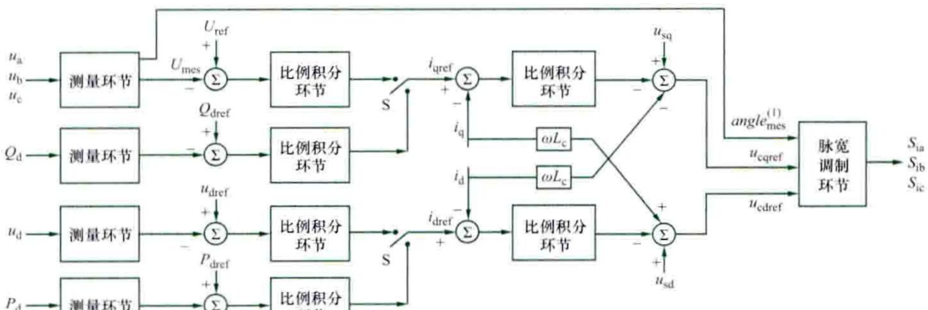


图 6 VSC-HVDC 控制系统功能框图

以上各种数学模型原则上也适用于多端 VSC-HVDC 系统，但多端 VSC-HVDC 系统应考虑整个直流网络的模型。

参考书目

夏道止．电力系统分析．2 版．北京：中国电力出版社，2011.

赵畹君．高压直流输电工程技术．2 版．北京：中国电力出版社，2011.

徐政．交直流电力系统动态行为分析．北京：机械工业出版社，2005.

汤广福．基于电压源换流器的高压直流输电技术．北京：中国电力出版社，2010.

gongpin tubianliang fangxiang bijiaoshi zonglian baohu

工频突变量方向比较式纵联保护　（direction comparison pilot protection system using sudden change of power frequency component）　见方向比较式纵联保护。

gonggong fuwu

公共服务　（common service）　为调度自动化系统中各种应用的开发和集成提供的一组通用的服务。公共服务包括数据服务、模型服务、文件服务、画面服务、告警服务、消息邮件服务、权限服务、日志服务和工作流服务等。这些服务具有位置透明性，客户端不需要关心服务的位置就能够使用这些服务。

数据服务　提供访问数据库的服务。除提供基于数据表的通用服务外，还可根据业务的需要，封装多层次、不同粒度、面向应用的复合数据服务，支持请求/响应、订阅/发布两种服务形式。数据服务包含实时数据服务和历史数据服务。

实时数据服务。负责对实时数据库的访问操作。将应用对实时数据库的全部访问封装到实时数据服务中，应用不再需要直接访问实时数据库。实时数据服务支持请求/响应的服务形式，每次访问均按照发送命令、读取数据的模式进行，即客户端进行访问时，首先将命令按照一定格式组织发送给实时数据服务，然后等待实时数据服务的数据返回，接收到数据后则该次访问结束。

历史数据服务。负责对历史数据库的访问操作。根据不同的结构化查询语言（structured query language，SQL）来访问历史数据库，包括读操作和写操作。历史数据服务有存储服务和查询服务。历史数据存储服务实现定期或定时存储电网实时断面数据，如遥测量历史存储功能；历史数据查询服务实现历史数据的查询和修改。服务端可处理客户端直接发来的结构化查询语言的语句，或根据客户端发来的约定格式的查询信息，通过解析，进行结构化查询语言的拼接后，进行历史数据库的相关操作，并把结果返回给客户端。

模型服务　提供访问模型数据库的服务。采用封装技术，不需要直接访问模型数据库。模型服务能够实现对不同厂家模型数据库的透明访问，无需关心当前系统使用的是哪

个厂家的数据库。

模型服务提供模型的查询和抽取、校验和比较功能以及模型访问接口。

模型的查询和抽取。查询功能支持对各类电网模型数据的灵活查询；抽取功能能够屏蔽模型信息的存储方式，集中组织和提供外部所需的模型数据。

模型的校验和比较。采用离线的形式维护模型数据，修改后的模型数据不会立即在运行系统中生效，需要通过模型验证后，才会提交给运行系统。如果验证失败，需要进行回退。

模型访问接口。支持对模型数据库的访问，通过权限功能模块保证应用开发不会对模型关系库中数据的安全性产生影响。

文件服务　对网络文件实行统一管理的服务。提供对目录和文件的远程访问功能，包括文件管理、目录管理、文件镜像、文件热备份和文件加锁，可进行文件的建立、删除、打开、关闭、读写等操作。除常规的针对文件的获取、上传、更新以及删除等功能，还提供文件版本比对、同步更新、权限控制等功能。

画面服务　提供静态图形文件信息的传输和相关实时数据的周期刷新的服务。支持图形信息的广域调用和浏览，具有并发处理和实时数据集的缓存管理功能，可实时可靠地响应用户的请求。画面服务由动态数据刷新、实时数据库随机访问、关系数据库随机访问服务以及画面文件和曲线数据服务等一系列服务综合组成。①动态数据刷新服务。采用订阅/发布模式，接受画面动态刷新请求，同步返回全数据后，按刷新请求周期回调，动态返回变化数据。②实时数据库随机访问服务。提供按条件读取、更新、插入、删除实时数据库的接口。③关系数据库随机访问服务。提供结构化查询语言语句执行接口，可按一定模式读取数据库。④画面文件服务。提供画面、画素文件的读取、修改、保存、删除等操作的接口。⑤曲线数据服务。提供定制操作曲线数据等的接口。

告警服务　提供告警功能的服务。告警服务负责定义、管理和处理不同应用的各种告警和事件，并根据定义以某种具体方式发出告警信息，如推出画面、声光报警、短信通知等。同时，告警服务提供统一的事件/报警记录、保存、打印、检索、分析等服务。可被应用系统层的不同应用调用，以实现不同应用中的事件/报警处理功能。在满足事件/报警定义条件时触发系统告警服务，快速启动相应的报告或报警信号，完成应用的告警处理。

消息邮件服务　提供基于目的地址自动投递消息邮件的信息传输服务。适用于交互双方不需要及时处理的传输场合，广泛应用于生产控制大区和管理信息大区之间、上下级调度之间的文件、工作流信息的传输。为保证传输内容的安全和保密，在纵向传输过程中将利用通信网关机的文件加密、解密功能实现所有文件的加密传输。（见电力二次系统安全防护）

权限服务　提供控制用户访问权限的服务。具有用户的角色识别和权限控制等功能，其权限控制应包括基于对象的控制（包括菜单、应用、功能、属性、画面、数据和流程等）、基于物理位置的控制（如系统、服务器组和单台计算机）和基于角色的控制机制。

日志服务　提供日志生成和管理的服务。实时记录并可集中展现设备和软件的运行工况、配置信息、日志信息、报警信息等并综合利用，以便于系统维护。日志服务包括系统日志的记录，日志的查看和日志文件的备份等功能。日志服务提供方便的浏览工具和应用程序编程接口（application programming interface，API），可进行本地和远程日志的存储、浏览、备份和定时删除等操作。应用软件可通过调用应用程序编程接口函数，实现应用的日志记录功能。

工作流服务　提供工作流程的记录、管理和控制的服务。能方便启动、执行和监视具体的流程，按照实际的工作流程驱动流程的执行，保证流程在跨安全区的广域范围内可靠流转。工作流服务具备流程关联和嵌套功能，程序处理时应具备在业务过程中相互触发和文件传递的功能。一个业务过程的终点可作为另一个业务过程的起点，一个业务过程可对应于另一个业务过程中的一个步骤，主流程需等待子流程执行结束。

gongyong xinxi moxing

公用信息模型　(common information model，CIM)

为实现不同厂家开发的能量管理系统（energy management system，EMS）应用之间模型数据交换与共享所定义的描述电力系统公用对象的抽象数据模型。公用信息模型由国际电工技术委员会（IEC）定义的 IEC 61970-301 及相关标准组成，是“能量管理系统应用程序接口（EMS-application program interface，EMS-API）”系列标准的主要组成部分。

产生背景　20 世纪 90 年代，电力系统调度自动化能量管理系统向开放分布式方向发展，电网调度控制中心内部的多个应用程序之间迫切需要共享或交换模型数据，需要实现不同 EMS 开发商的应用程序的快速集成和即插即用，多个电网调度控制中心之间也需要大规模交换模型数据，实现大电网模型数据的共享。为此，美国电力研究院组织进行了“控制中心应用程序接口（control center application program interface，CCAPI）”研究，国际电工技术委员会电力系统控制及其通信技术委员会（IEC TC57）组建了第 13 工作组（WG13），制定了 EMS-API 系列标准 IEC 61970，定义了 CIM 及其相关标准。其中 IEC 61970-1 为导则，IEC 61970-2 为术语，IEC 61970-300 系列为公用信息模型 CIM，IEC 61970-400 系列为组件接口规范（component interface specification，CIS）的逻辑描述，IEC 61970-500 系列为组件接口规范的具体描述。

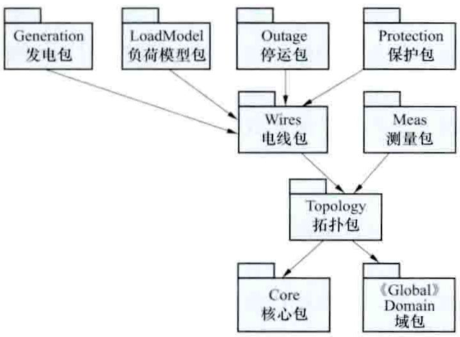
电力企业需要建立电网统一模型，但是如果将各类应用所需的全部属性都统一集中描述，则电网模型会变得很大很复杂，各个应用之间的相互影响会非常严重。将电力系统设备及其之间关联关系作为公用模型描述，而各应用程序特需的设备相关属性作为专用模型描述，两者之间通过电力系统设备名称相连接，则用 CIM 建立电网统一模型工作可以得到简化。

基本概念　CIM 是一个抽象模型，它表示通常包含在 EMS 信息模型中的电力企业的所有主要对象。通过类

(class) 和属性 (attribute) 及它们之间的关联 (association) 来表示电力系统资源。CIM方便实现不同EMS厂家各自开发的EMS应用软件的集成以及多个独立开发的EMS系统的互联，或EMS与其他系统（例如发电或配电管理系统）之间的集成。通过定义EMS-API，EMS应用程序或应用系统可以不依赖程序或信息的内部表示方式，使用应用程序接口（API）访问公共数据和交换信息。CIM规定API的语义，CIS规定API的语法。CIM采用统一模型描述语言（unified model language，UML）定义类的各属性以及类和类之间的关联和继承等关系。

主要内容　CIM是用一组包来定义的。每一个包包含一个或多个类图，用图形方式展示该包中的所有类及它们的关系。然后根据类的属性及与其他类的关系，用文字形式定义各个类。

CIM模型是由IEC 61970-300系列标准定义的，它定义了电力领域的基本数据类型、公用核心模型、各类应用程序的分类模型，分为17个包（Package）描述。IEC 61970-300系列标准中最重要的是IEC 61970-301标准。图中展示了IEC 61970-301中定义的CIM基本包及它们之间的依赖关系。虚线表示依赖关系，箭头从依赖性包指向它所依赖的包。



IEC 61970-301中定义的CIM基本包

IEC 61970-400系列标准定义了CIS，其中401为概述和框架，402为公共服务或基本服务，450为CIS交换模型规范指南，451为监控与数据采集（supervisory control and data acquisition，SCADA）中的CIS，452为CIM模型交换规范，453为基于CIM的图形架构（Graphic Layout），454为命名服务，456为已解出的系统状态变量模型，458为CIM的发电扩展。

IEC 61970-500系列标准定义了CIS的具体格式，其中501为用描述Web资源的标记语言描述的CIM模型交换格式CIM RDF（resource description framework），552为用可扩展标记语言（extensible markup language，XML）描述的CIM模型交换格式（CIM/XML），555为高效CIM模型交换格式（CIM/E），556为基于CIM的图形交换格式（CIM/G）。

发展　IEC 61970系列标准描述电力系统模型，IEC 61850系列标准描述变电站模型和通信协议，两者之间存在不一致。由于两者所描述的设备是共同的，所以可以通过电网设备的直接映射实现两个系列标准的关联和两类应用系统的关联，而不需对标准进行修改。

CIM模型交换格式采用XML语言，描述方式非常灵活，这是其优点，但效率很低，需要提高描述效率。中国开发了高效CIM模型交换格式（CIM/E），其效率比CIM/XML高两个数量级。

为解决CIM的图形支撑问题，中国开发了基于CIM的电网图形描述规范（CIM/G），实现了电网图形的高效交换、自动生成、多级共享、远程浏览等功能。

gonglü fangxiang jidianqi

功率方向继电器　(power directional relay)　当输入的电流和电压相角差在某一规定范围内时动作，用以判断流经该一次电气元件的功率方向的保护继电器。满足继电器动作的电流和电压间相位角的范围称作继电器动作区。最常用的功率方向继电器的动作区为180°，理论上与电流和电压的绝对值无关。按照对动作性能的要求，功率方向继电器的输入电流和电压，有的接入全电流和全电压，有的接入相序电流和电压，后者称为相序功率方向继电器。功率方向继电器按构成原理可分为感应型、整流型、晶体管型、集成电路型、微机型（数字型）等，在微机保护中，还有利用电流和电压突变量构成的功率方向继电器。

功率方向继电器是高压电力网继电保护装置中的一种常用的方向判别元件。

gonglü jidianqi

功率继电器　(power relay)　利用电流和电压输入量，通过测量功率（视在功率、有功功率、无功功率），并按功率设定值和方向动作的保护继电器。反方向功率（逆功率）继电器常用于保护发电机，防止变为电动机运行。功率继电器也用于电力系统安全自动装置中作为判别元件，实现电力系统的自动解列、连锁切机、切负荷及大型汽轮发电机快关汽门等。

guzhang dingwei

故障定位　(fault location)　利用输电线路一侧或两侧的电流和电压，分析确定故障位置的技术。利用故障定位技术可快速而准确地确定故障地点，大量节省巡线所花费的人力、物力和财力，有利于及时抢修，缩短停电时间，减少经济损失，提高供电可靠性。

故障定位主要分为外加信号故障定位和无外加信号故障定位两种基本形式。外加信号故障定位的特点是向电网注入特定脉冲或频率信号，通过检测该信号传播特性或沿线分布特征来确定故障点位置，一般用于配电网线路，特别是电缆线路的故障定位。无外加信号故障定位的特点是直接利用故障产生的电气量稳态（工频）或暂态（行波）信号，通过特定的检测或计算方法来确定故障点位置。无外加信号故障定位方法根据所需信息来源的不同可分为单端量法和双端量法。

在无外加信号的故障定位方法中，稳态量故障定位方法简单、经济、易于实现，早期主要采用单端量定位方法，其故障定位精度受对侧系统运行方式的变化及故障点过渡电阻的影响；双端量故障定位方法原理上不受过渡电阻和对侧系统阻抗的影响，通信技术的发展使其得到了推广应用。行波故障定位精度远优于稳态量故障定位，随着行波检测技术、高精度广域时钟同步技术和通信技术的发展，行波故障定位也得到了广泛应用。

参考书目

葛耀中．新型继电保护和故障测距的原理与技术．西安：西安交通大学出版社，2007．

guzhang lubo zhuangzhi

故障录波装置 （fault recorder） 电力系统发生故障时自动连续记录多路电流、电压模拟量波形的仪器。用于了解系统运行状态的变化、故障的性质、相别、发展过程，评价继电保护、安全自动装置的动作。

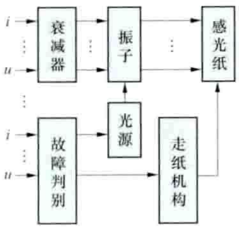


图1 光电式故障录波装置原理框图

图1所示为光电式故障录波装置原理框图。输入电流、电压模拟量经衰减器转换为小信号驱动磁电式振子。电力系统发生故障时，故障判别元件动作，快速启动（一般不大于10ms）走纸机构和接通振子光源电路一定时间，感光纸（或胶片）上记录到相应电流、电压波形。许多光电录波装置设有可以记录故障开始前时刻波形的特殊回路。在一些电力系统中，转筒印刷式的故障录波装置也得到过广泛的应用。图2为故障录波装置实物图。



图2 故障录波装置实物图

20世纪70年代后期，随着微机技术引入电力系统，开发和推广了事件顺序记录装置。它装于主要变电站和发电厂中，专门用以记录各种输入的开关量（例如继电保护的跳闸命令）和逻辑量的动作时间顺序，分辨率高（1ms），有效地提高了事故分析的准确性；性能与电磁型相似的数字录波器也有了商业产品。随着微型计算机的性能价格比日益迅速增高，到了80年代后期具有智能的微机型故障动态过程记录设备在电力系统中得到推荐和逐步采用，其显著特点是：①可以无遗漏地连续记录电力系统中发生的各次短路故障、系统振荡、系统频率突变以及系统动态过程中的电流和电压变化、继电保护和安全自动装置的动作。②当系统发生较大扰动时自动起动，而当系统动态过程基本结束时自动停止记录。③通过分析软件，可在线显示电流、电压以及保护动作逻辑信号波形，并可根据继电保护动作特性和系统运行状态分析的要求，计算输出所需的分析参数（如I、U、P、Q和f以及装置的动作时刻）及其随时间变化的曲线。利用分析软件还可实现故障测距。④依照故障分析的实际需要，有重点地分时段以不同的记录速度输出必要数据。⑤输出数据带有同步化的时间标度，适应集中处理系统全部信息的要求。⑥方便存档和事后检索。新一代的电力系统故障记录，除了记录可用以分析继电保护动作行为的暂态采样值数据外，还可记录电力系统的全部动态过程数据，可用以分析系统事故，校核各种计算分析程序及其所用模型和给定参数的正确性，从而为深入了解电力系统的实际运行特性，总结电力系统运行经验，提高运行水平和电力系统的供电安全性，提供有重要价值的背景材料。

guzhang xuanxian

故障选线 （fault line selection） 见小电流接地保护。

guanxi shujuku

关系数据库 （relational database） 电网调度自动化系统中使用的按照关系模型建立的数据库。关系数据库借助于集合代数等概念和方法来处理数据库中的数据，由于在数据存储和数据管理方面具有很高的实用性而成为调度自动化系统中广泛使用的基础数据库，主要用来保存电网设备参数、设备的静态拓扑连接关系、系统配置、告警和事件记录、历史统计信息等需要永久保存的数据。

电网调度自动化系统中，需要保存的数据量大，对数据管理功能要求高，对保存数据的可靠性要求也很高，而对于数据访问的实时性要求相对不高。关系数据库对数据的存取应具有快速性、可靠性、安全性、开放性和通用性等特点。

在调度自动化系统实际应用中，通常采用实时数据库与关系数据库相结合的方式，利用实时库来满足实时数据高速存取需求，同时利用关系数据库高度可靠地持久保存数据，既充分利用了关系数据库的高可靠性、可扩展性和通用性，又充分发挥了实时数据库的高速性。

数据类型 关系数据库中保存的调度数据可分为模型数据和历史数据两部分。①模型数据。维持系统正常运行需要的和电力系统模型有关的数据，包括维护系统正常运转的数据字典，系统运行参数和配置信息，发电厂、变电站和间隔数据，描述电力系统结构和元件物理特性的电网设备和参数数据，电网的静态拓扑连接关系信息，数据采集的远方终端装置（remote terminal unit，RTU）、通道、规约、点号、系数等参数，监控与数据采集（supervisory control and data acquisition，SCADA）系统处理的各种限值、事故、遥控等参数，应用软件的运行数据，告警定义、计算公式定义、图形和报表定义数据等。②历史数据。反映电网过去运行状态的数据。包括预报数据、计划值数据、事件记录及各级各类告警信息、报表数据、电网运行数据、电网运行考核数据、采样周期数据平均值、快照数据、事件顺序（sequence of event，SOE）数据、带时标数据、电网越限数据等。

主要功能 包括：①分布式数据管理。具有分布式的数据库环境，提供分布式的数据库管理系统来优化管理全网分布式数据库。②多并发数据请求。采用多进程和多线程机制以提高系统数据库服务进程的并发性，达到快速响应的目的。③保证数据完整性。采用事务机制来保证数据的完整性。一个事务包含的操作要么都被执行，要么都被回滚。④保证数据一致性。当任一数据库的数据被合法修改后，所有的其他数据库中相关的数据及时自动更新。⑤数据可靠和安全存储。保证数据库切换时不失数据，当数据库全部故障时，系统仍然能够完成基本功能，且不丢失任何已提交数据。提供数据存取和操作的安全保障，尽量保证数据库不被破坏。⑥完备的数据接口。提供完整的数据访问应用程序编程接口（application programming interface，API），以支持用户的二次开发和第三方系统的顺利接入。应用程序编程接

口通过权限功能模块保证二次开发和系统接入不会对关系数据库中数据的安全性产生影响。

关系数据库的标准化　遵循国际标准进行模型数据管理，包括公用信息模型 IEC 61970 CIM/CIS、ANSI SQL 等。用户不仅能通过用户图形界面与数据库发生交互，还能通过与 ANSI SQL 兼容的查询语言直接与数据库交互；其他非实时应用程序应能够采用 ANSI SQL 规范访问数据，生成报告。采用统一的通用命名规则定义数据库和数据显示，达到整个系统中名称标识唯一。

参考书目

Silberschatz Abraham，Korth Henry F，Sudarshan S．数据库系统概念．5 版．杨冬青，李红燕，唐世渭，译．北京：机械工业出版社，2012.

guangchuanshu shuaijian

光传输衰减

(attenuation of optical signal transmission)　见光纤通信。

guang chuansong wang

光传送网

(optical transport network，OTN)　以波分复用技术为基础，在光层组织网络的传送技术。OTN 具备自身独有的帧结构与复用映射体系，适用于组建省际、省内及城域骨干传输网络。

发展背景　基础传送网主要采用同步数字体系（synchronous digital hierarchy，SDH）和光波分复用（wavelength-division multiplexing，WDM）技术，这两种技术在现实中均存在着一定的局限性，如 SDH 容器粒度过小、WDM 业务调度能力差等。

根据传送网带宽需求的变化，20 世纪 90 年代末，国际电信联盟电信标准化部（International Telecommunication Union Telecommunication Standardization Sector，ITU-T）开始考虑新的接口封装标准。1999 年，ITU-T 发布 OTN 整体体系架构（ITU-T G.872）。2001 年，发布 OTN 的关键帧结构和比特率标准（G.709），OTN 的标准基本成熟。2009 年，ITU-T 融入多种新型特征的 OTN 接口标准 G.709 获得通过，OTN 技术发展进入了快速发展的阶段。

组成　基础传送网络纵向可以分为客户层、光传送网及物理媒质层，且两个相邻层之间构成客户/服务层关系。G.872 将 OTN 分为光层及电层。图 1 为 OTN 的层次结构图。

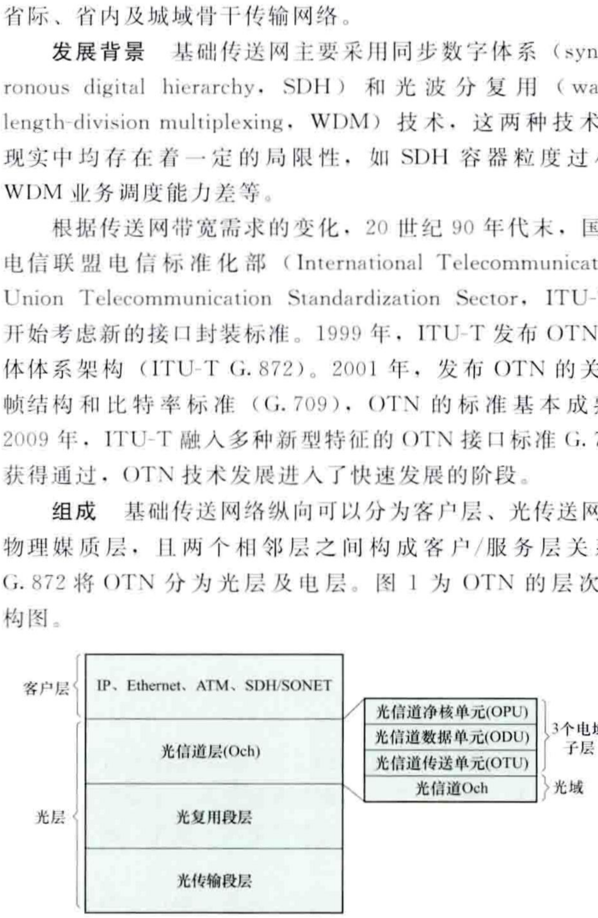


图 1　OTN 层次结构图

OTN 涵盖了光层和电层两层网络，其技术继承了 SDH 和 WDM 的双重优势，关键技术特征体现为：① 多种客户信号封装和透明传输。②大颗粒的带宽复用、交叉和配置。③丰富的开销和维护管理能力。④强大的组网和保护能力。

在光域层面，OTN 将光域划分成光信道层（optical channel with full functionality，OCH）、光复用段层（optical multiplex section，OMS）、光传送段层（optical transmission section，OTS）三个子层；光信道层又分为三个电域子层，光信道净荷单元（optical channel payload unit，OPU）、光信道数据单元（optical channel data unit，ODU）、光信道传送单元（optical channel transport unit，OTU）。OTN 可以在波长层面管理网络并支持光层提供的 OAM&P（运行、管理、维护、操作）功能。可通过带内和带外两层控制管理开销实现跨多层的光网络管理。

在电域层面，OTN 保留了 SDH 的许多优点，如多业务适配、分级复用和疏导、管理监视、故障定位、保护倒换等。同时扩展了新的能力和领域，如提供大颗粒业务的透明传送，支持对多层、多域网络进行级联监视等。

设备类型　根据 OTN 设备的接口适配、线路接口以及光/电交叉等功能的不同，可以分为 OTN 终端复用设备、电交叉设备、光交叉设备及光电混合设备四种类型。

OTN 终端复用设备　OTN 终端复用设备指支持电层（optical channel data unit-k，ODUk）和光层（OCh）复用的 WDM 传输设备。图 2 为 OTN 终端复用设备功能模型。

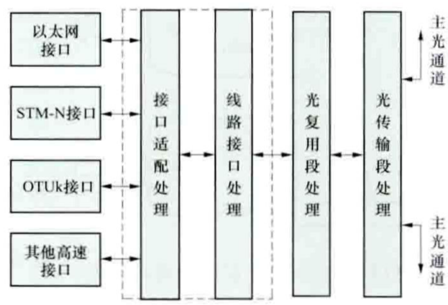


图 2　OTN 终端复用设备功能模型

这种 OTN 设备用白光 OTUk（完全标准化光通路传送单元-k，completely standardized optical channel transport unit-k）接口代替传统传送设备 SDH 和以太网等客户业务接口，实现不同厂商传送设备互联，通过 OTN 的信号开销可以实现对波长通道端对端的性能及故障监测。图 3为 OTN 终端复用设备逻辑电路信号。

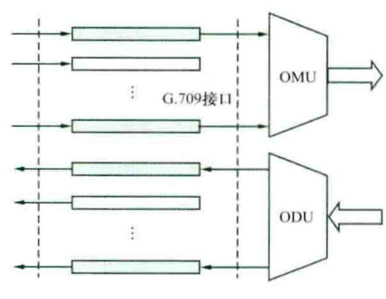


图 3　OTN 终端复用设备逻辑电路信号

在 WDM 系统中引入 OTN 接口，可以实现对波长通道端到端的性能和故障监测；同时，OTN 可以实现多种客户信号的透明传送，这是路由器采用 10GE 接口的前提条件。因此，标准 OTN 域间接口将是波分系统进行互通的主要接口形式。波分系统均支持符合 G.709 标准 OTN 接口，可以实现不同系统的互通，波分设备支持 OTU2 信号的网管指配选择，便于对 OTU 应用方式（上下业务或中继）进行选择。

OTN 电交叉设备　OTN 电交叉设备完成 ODUk 级别的

电路交叉功能，为 OTN 网络提供灵活的电路调度和保护能力。OTN 电交叉设备可以独立存在，对外提供各种业务接口和 OTUk 接口［包括域间接口（inter-domain interface，IrDI）］；也可以与 OTN 终端复用功能集成在一起，除了提供各种业务接口和 OTUk 接口（包括 IrDI 接口）以外，同时提供光复用段和光传输段功能，支持 WDM 传输。图 4 和图 5 分别为 OTN 电交叉设备的功能模型和 OTN 电交叉设备逻辑电路信号。

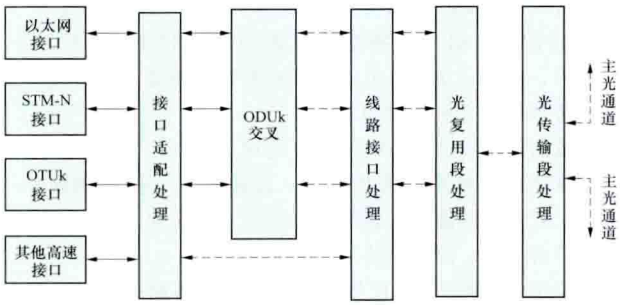


图 4　OTN 电交叉设备功能模型

OTN 光交叉设备　提供 OCh 光层调度能力，实现波长级别业务的调度和保护恢复。这类设备的形态为 ROADM，其功能结构见图 6。图 7 为 OTN 光交叉设备逻辑电路信号。

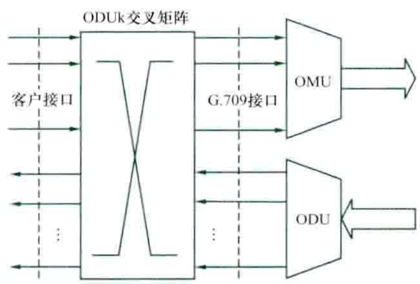


图 5　OTN 电交叉设备逻辑电路信号

采用这类设备组网，可以减少光-电-光转换环节，从而在一定程度上降低成本。但其组网受传输距离、保护倒换速度、波长分配冲突、多厂商设备互联能力和不同规格 WDM 线路系统等条件限制，交叉的灵活性有一定限制。

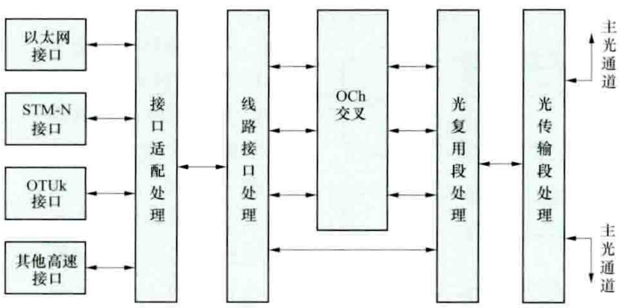


图 6　OTN 光交叉设备功能模型

OTN 光电混合交叉设备　OTN 电交叉设备可以与 OTN 光交叉设备相结合，同时提供 ODUk 电层和 OCh 光层调度能力，波长级别的业务可以直接通过 OCh 交叉，其他需要调度的业务经过 ODUk 交叉，两者配合可以优势互补，又同时规避各自的劣势。这种大容量的调度设备就是 OTN 光电混合交叉设备，见图 8。图 9 为 OTN 光电混合设备逻辑电路信号。

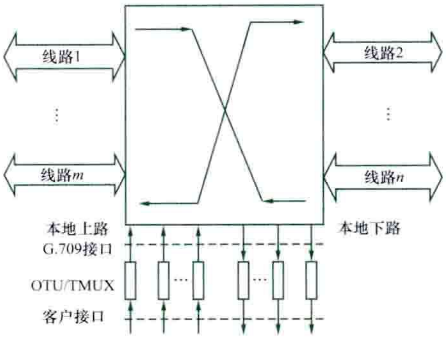


图 7　OTN 光交叉设备逻辑电路信号

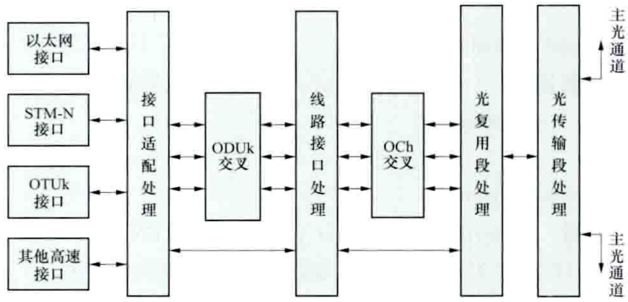


图 8　OTN 光电混合交叉调度设备功能模型

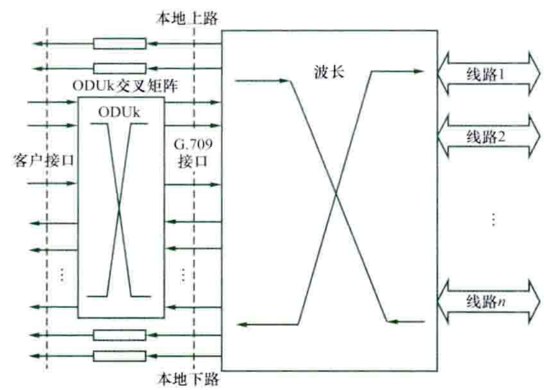


图 9　OTN 光电混合设备逻辑电路信号

参考书目

刘国辉．光传送网原理与技术．北京：北京邮电大学出版社，2004.

李秉钧，万晓榆，樊自甫．演进中的电信传送网．北京：人民邮电出版社，2004.

guang fangdaqi

光放大器　(optical amplifier)　能在保持光信号特征不变的条件下，增加光信号功率的有源设备。主要用于补偿光信号的传输损耗，补偿无源光器件的插入损耗，增大传输距离。

依据光信号获取增益介质的不同，光放大器可分为半导体激光放大器（semiconductor optical amplifier，SOA）和光纤放大器（optical fiber amplifier，OFA）两类。

半导体激光放大器　半导体激光放大器利用半导体受激辐射原理实现信号光放大。主要优点是体积小、增益高、寿

命长。主要缺点是对温度和信号极化敏感，与光纤耦合损耗较大。半导体激光放大器可分为谐振腔型和行波型两类，前者适合非线性应用，如脉冲整形、双稳态器件等；后者适合线性应用，如线性放大器等。

光纤放大器 光纤放大器可分为掺稀土离子光纤放大器和受激散射光纤放大器。

掺稀土离子光纤放大器 掺稀土离子（铒、镨、钕、镱等）光纤放大器利用稀土离子受激能级跃迁产生能量交换实现光信号放大。电力系统中应用最多的是掺铒光纤放大器（erbium-doped optical fiber amplifier，EDFA）。

掺铒光纤放大器主要用于 C 波段。放大器将几米或十几米长的掺铒光纤与 980nm 或 1480nm 泵浦光源集成在一起，泵浦光激发铒离子产生能级跃迁交换实现信号光放大。按照信号光和泵浦光在光纤中传输方向的不同，掺铒光纤放大器可分为同向（前向）泵浦放大器、反向（背向）泵浦放大器。为保证掺铒光纤放大器工作稳定和减少噪声影响，通常还要加上光隔离器和光滤波器。为了获得更宽的带宽和更平坦的增益，光纤中还需掺入一定比例的铝、氟化物或碲化物。掺铒光纤放大纤器的主要优点有：①增益高（15～35dB）。②增益稳定（温度不敏感、与偏振相关性小）。③通带宽（约 30nm）。④增益与信号比特率及格式无关。主要缺点有：①增益波长范围固定，主要工作在 1550nm 波段。②带宽内信道增益不均衡，在波分复用系统中使用时，必须采取平坦整个通带内增益的特殊技术措施。③级联应用时光浪涌现象明显，浪涌峰值光功率最高可达几瓦，会损坏 O/E 变换器和光连接器端面。

遥泵光纤放大器是一种特殊形式的掺铒光纤放大器，它将泵浦光源与铒纤分开设置，将泵浦源置于发信端或收信端，将铒纤模块串接在光缆线路中适当的位置，当泵浦光能量经光纤传送到远端的铒纤模块时，激发铒离子能级跃迁实现信号光放大。根据泵浦光馈送光纤与信号光传输光纤的异同，遥泵放大器又可以分为“旁路”（泵浦光和信号光经由不同光纤传输）和“随路”（两者共用同一光纤传输）两种应用形式。在随路泵浦的方式中，泵浦光和光信号共用同一光纤，在传输的过程中泵浦光还可以对光纤中的信号光进行拉曼放大；在旁路泵浦的方式中，泵浦光与信号光用不同的光纤传递，利于多通道信号的放大。遥泵放大器的主要优点有：①遥泵光纤放大器的铒纤模块可以放在距离端站较远的地方对光信号进行放大，提高光信噪比，延长传输距离。②遥泵光纤放大器铒纤模块本身为无源器件，具备较高的可靠性，损坏的可能性很低。③可以与拉曼放大器混合使用，提高系统整体性能，进一步延长传输距离。遥泵放大器增益通常可达 5～20dB，是超长距光传输的关键技术之一。（见超长站距光传输）

受激散射光纤放大器 受激散射光纤放大器利用光纤在强光激励下产生布里渊散射或拉曼散射使光信号获得增益的原理实现信号光放大。主要有布里渊光纤放大器（brillouin fiber amplifier，BFA）和拉曼光纤放大器（raman fiber amplifier，RFA）。

布里渊光纤放大器。带宽很窄，仅为十几 MHz 至 100 多 MHz，适用于非线性处理和选频放大等。

拉曼光纤放大器。依据泵浦光传输方向不同可分为前向泵浦、后向泵浦和双向泵浦三种结构。与前向泵浦放大器相比，后向泵浦放大器噪声较低，偏振依赖性也较小。高增益单向泵浦拉曼光纤放大器非线性效应较重，双向泵浦拉曼光纤放大器可克服单向泵浦拉曼光纤放大器的缺点。拉曼光纤放大器可分为集中式和分布式两种类型。集中式拉曼光纤放大器是将放大器作为独立元件与传输光纤分开。分布式拉曼光纤放大器使用传输光纤作为增益介质，与集中式相比具有更低的噪声系数。分布式拉曼光纤放大器和掺铒光纤放大器配合使用，可极大提高系统的整体性能。拉曼光纤放大器除了具有与掺铒光纤放大器相近似的优点外，还有三个突出的优点：①理论上可以放大任意波长的信号光，因此对于开发光纤的整个低损耗区波段（1270～1670nm）具有无可替代的作用。②传输光纤本身就是增益介质，信号光在光纤中传输的同时就得到了放大，由于放大是沿光纤分布的而不是集中放大，因而降低了四波混频（FWM）效应的干扰。③噪声系数极低，当拉曼光纤放大器与掺铒光纤放大器联合使用时，可大大降低系统的噪声指标，增加传送距离。拉曼光纤放大器在电力通信骨干传输网中已获得广泛应用，是超长站距光传输的关键技术之一。

参考书目

Palais Joseph C. 光纤通信.5 版. 王江平，刘杰，闻传花，等译. 北京：电子工业出版社，2011.

guang gonglüji

光功率计

（optical power meter） 在光纤通信系统中用来测量光信号功率的仪器。它是通过光电检测器将输入的光信号变换成电信号，再加以放大、检波进行测量的。

分类 光功率计（见图）可分为通用型、灵敏型、标准型等。

通用型光功率计 通用型光功率计用于一般测量。光电检测器的光敏面积较大，可以测量一般发光器件的输出光功率。长波长灵敏度约 -45dBm，短波长灵敏度约 -65dBm。



光功率计实物图

灵敏型光功率计 灵敏型光功率计可测量很低的光功率。在光信号进入光功率计后，先用透镜将入射光变成平行光，用音叉斩光，再经透镜聚焦，耦合进光电检测器。通过同步检波、放大进行测量。灵敏度比通用型提高 20dB 左右。为降低噪声，光电检测器的光敏面积很小，只用于测量光纤连接器或光纤输出的光信号。

通用型和灵敏型功率计的光电检测器为光电二极管，一般采用的材料有硅（用于多模应用）、锗（用于单模与多模应用）以及铟镓砷（InGaAs，用于单模与多模应用）。由于锗光电二极管对温度非常敏感，并且在 1600nm 窗口处快速跌落，因此 InGaAs 光电二极管比锗光电二极管更适用于 1625nm 波长。在这两种光功率计中，对不同的应用需根据被测光的波长、谱响应曲线（工作波长范围以及动态范围）以及温度敏感性，选用适当的光电二极管。

标准型光功率计　标准型光功率计以黑化金箔光热变换器作为检测器。光信号射在黑化金箔上，光能变换成热能，再由热电偶变换成电信号输出。这种光电变换器在0.6～1.8 μm波长范围内检测特性不受波长影响，可用以校正通用型、灵敏型光功率计的波长特性。标准型光功率计灵敏度较低，光功率测量范围为+10～+20dBm。

技术指标　光功率计主要技术指标有工作波长、波长范围、功率范围、分辨率、零点漂移、校准误差、准确度。

工作波长（operating wavelength）　光功率计的工作波长是一个标称的波长λ，在这一波长上设计的光功率计能在规定的技术指标下正常工作，如850、1310、1550nm。

波长范围（wavelength range）　光功率计的波长范围是规定的一个标称工作波长λ的范围，从λ_{min}至λ_{max}，在此波长范围内设计的光功率计能在规定的技术指标下正常工作。

功率范围（power range）　光功率按规定的技术要求测量的最大光功率至最小光功率的范围为光功率计的功率范围。

分辨率（resolution）　光功率计在规定波长、功率范围内，能稳定显示最小的度量单位为光功率计的分辨率，以W、dBm或dB表示。

零点漂移（zeroing variation）　光功率计在规定的波长、温度范围内，任意一个给定温度条件和给定的时间范围内，其最小量程档的零点值的变化量为零点漂移。

校准误差（calibrating error）　被测光功率计与标准光功率计的示值误差与标准光功率计准确度之和。

准确度（accuracy）　被测光功率计的测试结果与标准光功率真值的偏差，以dB或百分比表示。

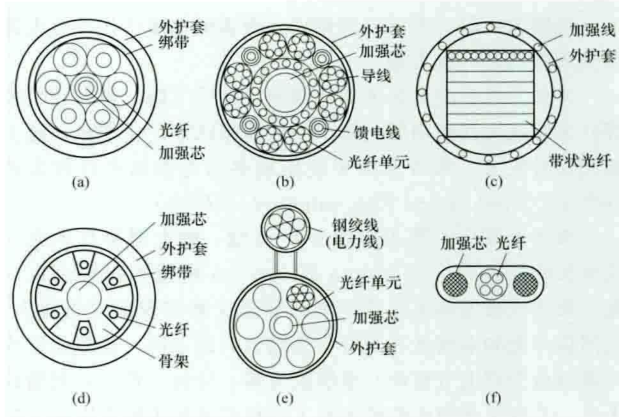
guanglan

光缆

（optical cable）　由光纤制成，用以传输光信号的线缆。光纤虽然可以传输光信号，但本身一般由玻璃材料制成，容易因表面损伤而断裂且直径过细，不能承受较强应力，不便直接使用。塑料光缆最长传输距离短（一般为300m），较少采用。因此，必须将光纤制成光缆，才可以实际使用。

光缆一般由光纤、涂覆层、加强芯、护套等部分组成。拉制光纤时，为防止光纤表面损伤及加强其柔韧性，在光纤的外面涂一层树脂，称为一次涂覆（或称预涂覆）。制作光缆时，为防止光纤因侧压力不均匀而产生微小弯曲，使光的衰减增加，还须对光纤再加一层保护，称为二次涂覆（或称套塑）。二次涂覆有两种方法：①紧套型，以挤塑方式将树脂塑料加在光纤上，两个涂覆层之间填充以软性的缓冲层，减少径向压力。②松套型，光纤装在内径较大的塑料套管中，或光缆骨架的沟槽里，光纤周围有一定的空间。为防止光缆在敷设过程中过分伸长，使光纤断裂或承受过大拉力，在光缆中需装入加强芯。加强芯采用钢线、尼龙或玻璃纤维制成。钢线抗张强度高，成本低，但不适用于要求光缆完全绝缘的情况。护套是将塑料挤压在缆芯上形成的，用来防止光缆受到外部的机械损伤。有的光缆还将绝缘导线装在光缆内，以便向中继器供电。这种做法当然也使光缆的绝缘性能受到影响。

光缆的具体结构因厂家设计方法不同而有很多形式，并且还在发展中。图（a）～图（f）列出一些常用的结构，包括层结构式、单元结构式、高密度叠带式、骨架式、自挂式、扁平式等。



光缆典型结构

（a）层结构式；（b）单元结构式；（c）高密度叠带式；（d）骨架式；（e）自挂式；（f）扁平式

电力系统通信所使用的光缆，除普通光缆外，还有光纤复合架空地线（OPGW）、光纤复合架空相线（OPPC）、光纤复合低压电缆（OPLC）、全介质自承式光缆（ADSS）、金属铠装自承式光缆（MASS）、缠绕/捆绑/卡固等多种形式的附着式光缆（OPAC）、海底电力电缆复合光缆、市内电力电缆复合光缆等特殊光缆。

参考书目

胡先志．光纤与光缆技术．北京：电子工业出版社，2007.

guang shiyu fansheyi

光时域反射仪

（optical time-domain reflectometer，OTDR）　利用光在光纤中传输时的瑞利散射和非涅尔反射所产生的背向散射而制成的进行光纤参数测量的仪器，又称光时域反射计。光时域反射仪（见图1）被广泛应用于光纤衰减、衰减沿长度的分布特性、接头衰减、光纤长度、断裂点位置等光纤的相关参数测试中。



图1　光时域反射仪实物

将大功率的激光脉冲注入光纤，由于光纤中实际存在的不均匀性（如接头、光纤断裂点），沿光纤各点产生散射，一部分散射光沿入射光相反方向回到注入端，称为背向散射。背向散射光中包含了光在光纤中传输的衰减信息，从而可借以分析与衰减有关的光纤特性。

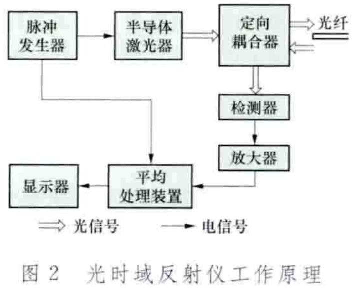


图2　光时域反射仪工作原理

基本原理　光时域反射仪的基本原理如图2所示。脉冲发生器控制半导体激光器发出光

脉冲。光脉冲通过定向耦合器注入被测光纤，光信号沿光纤各点返回的背向散射能量经定向耦合器进入检测器，变换成电信号，经过放大、处理，由显示器显示各点背向散射光强度与自该点返回到注入端的传输时间的关系，相当于光纤中各点衰减与其距离的关系。

背向散射光微弱，噪声很强，必须经过多种处理才能准确检测出光信号。一般采用平均处理方法，即对周期性的光信号通过取样，加以积累平均和保持。信号周期与取样周期相关，而噪声是随机的，经过叠加和平均，噪声平均值减小，有效信号增强，信噪比改善，从而能从较大噪声中检测出微弱信号。平均处理法有取样积分法和数字平均法两种。前者在信号每一周期内只在一点取样，在模拟电路的积分器中积累，速度较慢。后者在每一周期内多点取样，将取样后的模拟量变换成数字信号，由数字芯片处理，测量速度及准确度都可得到提高。

主要参数　光时域反射仪主要参数有测试距离、脉冲宽度、折射率、测试波长、平均值。

测试距离。光在光纤中的传播速度乘上传播时间。对测试距离的选取就是对测试采样起始和终止时间的选取。测量时选取适当的测试距离可以生成比较全面的轨迹图，对有效分析光纤特性很有帮助，通常选取整条光路长度的1.5～2倍。

脉冲宽度。可以用时间表示，也可以用长度表示。在光功率大小恒定的情况下，脉冲宽度的大小直接影响光能量的大小，光脉冲越长光的能量越大。同时脉冲宽度的大小也直接影响着测试死区的大小，也就决定了两个可辨别事件之间的最短距离，即分辨率。脉冲宽度越小，分辨率越高，脉冲宽度越大测试距离越长。

折射率。待测光纤实际的折射率。这个数值由待测光纤的生产厂家给出，单模石英光纤的折射率大约为1.4～1.6。折射率越精确，实际测量距离的精度就越高。

测试波长。光时域反射仪激光器发射的激光波长。在长距离测试时，由于1310nm衰耗较大，激光器发出的激光脉冲在待测光纤的末端会变得很微弱，这样受噪声影响较大，形成的轨迹图就不理想。一般在长距离测试时适合选取1550nm作为测试波长，短距离测试选取1310nm。

平均值。为了在光时域反射仪形成良好的显示图样，根据用户需要动态的或非动态地显示光纤状况而设定的参数。

guang shuaijianqi

光衰减器　(optical attenuator)　在光传输通路中用来定量地降低光功率的器件。光衰减器在调整光发送机、接收机、中继器功率及进行光纤通信系统测试时使用。

光衰减器采用吸收或反射的原理，以光衰减片实现光的衰减。吸收型衰减片是具有吸收性能的光学玻璃薄片，玻璃成分及厚度不同，获得不等的衰减量。反射型衰减片通过在玻璃片上蒸镀金属薄膜的方法制成，依靠金属薄膜厚度不同得到不同的光的反射率及透射率，进而获得不等的衰减量。衰减片的衰减量应是稳定的，并且不随光的波长变化。

光衰减器（见图1）可分为固定光衰减器和可变光衰减器两类。最简单的固定光衰减器的结构原理如图2（a）中所示。这种光衰减器体积小、质量轻，可以装在光纤通信设备内部或制作成法兰式固定光衰减器应用于通信设备光口。可变光衰减器一般由光纤、透镜、衰减片组成，如图2（b）所示。可变光衰减器也称“可调光衰”，可以根据实际需要连续增加或减少衰减量，常用于测试光口接收灵敏度。



图1　光衰减器实物图

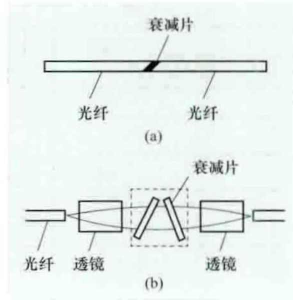


图2　光衰减器结构原理

(a) 固定式；(b) 可变式

可变光衰减器的插入衰减一般在3dB以下，衰减量范围为3～60dB，精度为0.05dB。

guangtongxin boduan

光通信波段　(wavelength bands of optical communication)　见光纤通信。

guangxian

光纤　(optical fiber)　用以传输光信号的介质波导。也称为光导纤维。玻璃或塑料都可以传输光信号。用于通信系统的光纤的主要原料是纯度很高的二氧化硅玻璃。

光纤（见图1）主要由纤芯和包层组成。光纤的中心是纤芯，外围是包层。纤芯和包层是同心的玻璃圆柱体。纤芯的折射率 n_1 比包层的折射率 n_2 稍高。光波从光纤端面以较小角度射入时，在纤芯与包层的界面上会全部或部分地反射到另一边的界面再发生反射。这样的重复反射使光信号向前传播，见图2（a）。



图1　光纤

为改善光在纤芯中的传输性能，可通过改变二氧化硅玻璃中掺杂质（锗、磷、硼等）比例的方法，改变纤芯中折射率的分布。按照直径大小及光波在其中的传播模式，光纤可分为多模光纤和单模光纤。多模光纤的直径为40～100μm，光波在其中有多种不同路径的传播模式。多模光纤直径大，容易连接或耦合，但色散大，只适用于中小容量的系统。按照纤芯中折射率的不同，多模光纤又分为突变型和渐变型两种。纤芯中折射率为常数，在纤芯包层界面上折射率突然下降的称为突变型光纤，见图2（a）。这种光纤结构形式简单，但信号时延畸变较大，使传输距离缩短或传输容量减少。纤芯中折射率从中心向边缘按抛物线规律逐渐降低的称为渐变型光纤，

见图 2 (b)。光线在这种光纤中的路径不是连续的反射直线，而是连续的折射曲线，近似于正弦波形。这种光纤可使信号时延畸变减小，传输距离或传输容量增加。如纤芯很细，与光的波长相近，为 5～10 μm，并将纤芯与包层的折射率相对差值降低，则光在其中传播只有一个模式，称为单模光纤，见图 2 (c)。单模光纤色散小，可用于大容量长距离的光纤通信系统。

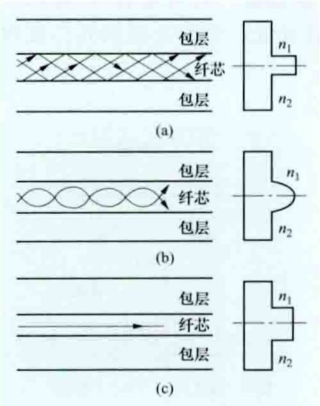


图 2 光线中光的传播路径及折射率分布
(a) 突变型光纤；(b) 渐变型光纤；(c) 单模光纤

光纤由细玻璃丝制成，是脆性可断裂的材料。光纤表面微裂缺陷扩大是光纤断裂的主要原因。为防止缺陷扩大，拉制光纤时先在光纤表面涂一层树脂，称为一次涂覆（或称预涂覆）。为提高强度在预涂覆外面再加一层尼龙或聚乙烯塑料，称为二次涂覆（或称套塑）。虽然如此，光纤承受拉伸、弯曲的能力仍然很差，需要将光纤制成光缆使用。

光纤的传输特性有损耗特性、色散特性和非线性效应。损耗特性有吸收损耗、散射损耗和附加损耗；色散特性有模式色散、材料色散、波导色散和偏振摸色散；非线性效应有受激散射和折射率扰动。

塑料光纤（POF）是一种新型光纤，它是由高透明聚合物如聚苯乙烯（PS）、聚甲基丙烯酸甲酯（PMMA）、聚碳酸酯（PC）作为芯层材料，PMMA、氟塑料等作为皮层材料的一类光纤（光导纤维）。不同的材料具有不同的光衰减性能和温度应用范围。POF 的光损耗率为 25～9dB/km，工作波长 870 μm（近红外光），POF 通常用于短距离传输。POF 主要优点是柔性好、成本低，可在 100m 内以 25Gbit/s 或更高速率传输数据。

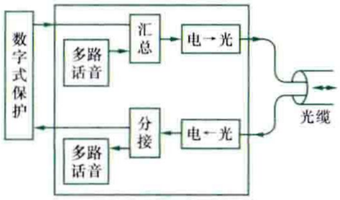
参考书目

廖延彪．光纤光学-原理与应用．北京：清华大学出版社，2010.

guangxian baohu

光纤保护 （optical fiber pilot protection system）利用激光经光导纤维传输被保护线路各端的保护信息，并以其综合比较为动作判据的线路纵联保护。光纤通信为高速大容量的数据传输方式，多采用保护与通信复用方式；光纤通信具有不受电磁干扰与耐高压的特点，在超高压电力网的厂、站等强电磁场环境中用以传输信息具有特殊优越性。

组成 图示为线路一端的光纤保护复用光通信设备。保护的数据输出与数字式多路话音汇总后，由光端机将电信号转换为光信号，按时分制经光缆传输至对端。对端的电端机收到光信息后，将其转变为电信息，经由分接将保护的数据输入数字式保护的接收单元。一般光通信设备采用双机方式（一为备用），因此保护的接收单元应具有自动切换功能。



光纤保护复用光通信设备示意图

主要类型 光纤保护有“主-主”与“主-从”两种配套方式。

(1)“主-主”方式。线路各端保护功能相同，即均有传输保护数据与综合比较的功能。本线路内部故障时各端保护各自发出本端断路器跳闸指令。这种方式的功能完善而且使用灵活方便。

(2)“主-从”方式。各端保护功能不同，配套使用。线路一端的保护（主方）具有综合比较各端保护数据的功能，当判定为内部故障时向所有各端发送断路器的跳闸指令。其他各端保护（从方）只具有送出本端保护数据与接收断路器远方跳闸指令的功能。

guangxian fuhe diya dianlan

光纤复合低压电缆 （optical fiber composite low-voltage cable，OPLC） 由光传输单元和绝缘线芯复合而成的具有普通低压电缆和通信光缆双重功能的线缆。光纤复合低压电缆可以解决设备用电、宽带接入、应急信号传输等问题，是继光纤复合架空地线、光纤复合架空相线之后又一种具有光电复合功能的线缆，适用于额定电压 0.6/1kV 及以下的电力工程。

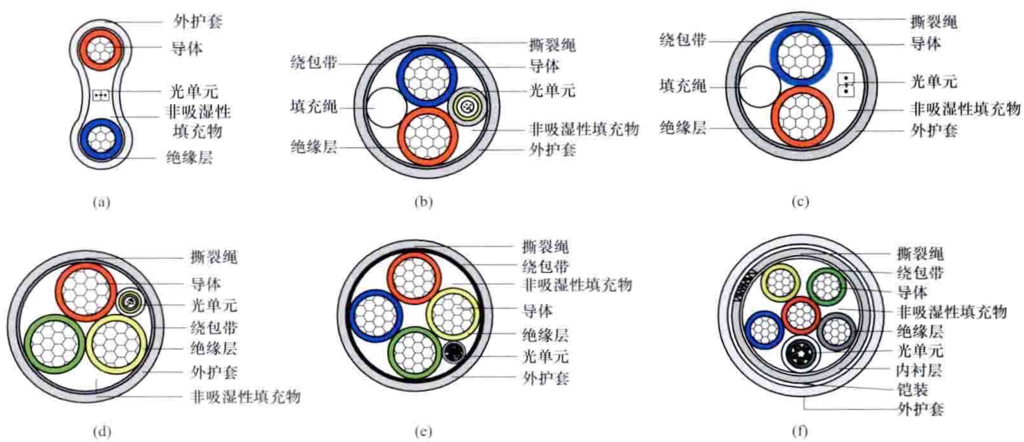
分类与结构 光纤复合低压电缆主要有两种应用类型：一类主要用于智能小区/楼宇、智能园区等配网分支，由管道、隧道或直埋等接入光电分线箱；另一类则主要用于用户接入，可沿电缆井等垂直或水平布线，引入智能电表和光器件终端。

光纤复合低压电缆由光传输单元、导体、绝缘层、填充物、外护套、内衬层和按需加装的铠装层等部分组成。根据不同绝缘线芯和光单元结构，光纤复合低压电缆的典型结构如图所示。

性能和特点 与单独敷设的电力电缆和通信光缆相比，光纤复合低压电缆具有明显的复合特点。光纤复合低压电缆集低压电力电缆和通信光缆于一体，融合了电力传输与光纤通信的功能。具有高可靠性数据传输、价格低、连接方便等特点，兼有外径小、质量轻、占用空间小等优点，适用于多种业务类型，适应性好，扩展性强。

通过敷设适合各种不同应用环境的光纤复合低压电缆，可实现传输多种业务，如 IPTV、互联网接入、多媒体电话、智能家居等。光纤复合低压电缆能提供宽带接入，可实现电力、电信、广播电视、互联网网络基础设施的“共建共享”。光纤复合低压电缆通过电缆与光缆的一次敷设施工，可实现网络基础设施的整体进入，避免二次布线，降低施工费用。同时光纤复合低压电缆具有良好的弯曲和耐侧压性能，解决了电力网的通信问题。

应用 光纤复合低压电缆主要应用于小区低压电网的通信接入网中，可配合无源光网络技术，实现数据、语音、视频业务的传送和电表数据的透明传输。当前广泛应用于智能电网建设当中，通过电力光纤到户，为智能电网



光纤复合低压电缆结构示意图

(a) 蝶形光单元扁形入户光纤复合低压电缆；(b) 中心管油膏填充光单元入户光纤复合低压电缆；(c) 蝶形光单元扁圆形入户光纤复合低压电缆；(d) 中心管干式光单元入户光纤复合低压电缆；(e) 层绞式油膏填充光单元配网光纤复合低压电缆；(f) 层绞干式光单元配网光纤复合低压电缆

信息双向交互提供了通信通道，可承载用电信息采集、小区配电自动化、电动汽车有序充电管理、分布式电源接入等电力业务，实现了“电力流、信息流、业务流”的高度融合。在满足电力需求的同时，还可利用富裕资源承载智能家居及电信网、广播电视网、互联网业务，提供公共信息服务。

发展趋势　随着光电分离柜的专利申请应用，以及通信专业维护界面的延伸，光纤复合低压电缆将进一步解决施工中光电分离不易操作、后续维护抢修界面划分等问题。光纤复合低压电缆作为电力通信特种专用产品，配合无源光网络技术（PON）实现光纤入户，能满足智能电网信息化、自动化、互动化需求的“多网融合”业务。随着科技进步和社会用电需求的变化，OPLC在办公自动化、数字化变电站、工控网络化、智能家居、智能楼宇、智能小区、智能城市、综合信息服务等领域的网络建设和数据传输中发挥重要作用。

guangxian fuhe jiakong dixian

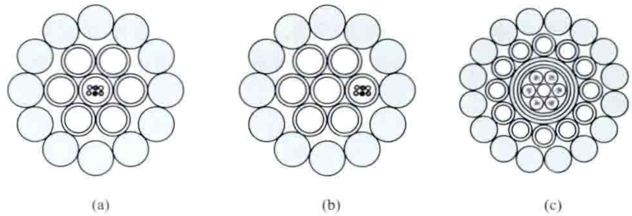
光纤复合架空地线　(optical fiber composite overhead ground wire, OPGW)　一种嵌入了光纤的架空地线。OPGW是一种电力特种光缆，既可以传输光信号，又可以架设在输电线铁塔顶端用作输电线路的架空地线。

光纤复合架空地线在中国经过了20多年的发展，已经成为中国电力通信网络的重要组成部分，主要在110～1000kV电压等级的输电线路中应用。

光纤通信采用光纤复合架空地线，可以充分利用光纤通信的抗电磁干扰、在电气上绝缘、信息容量大等优点。OPGW可与输电线路同塔（杆）架设，不需另设空间走廊，建设速度快，节省投资，是结合电力系统特点发展起来的新型通信技术，在中国及世界上很多国家的电力系统中获得广泛的应用。

OPGW主要有不锈钢管式和铝管式两种结构，如图所示。外围的金属绞线在OPGW结构中承受机械张力，承载短路电流并导引雷击电流，对光单元起保护作用，通常由铝包钢线或铝合金线绞合制成。光单元部分由光纤和保护材料构成，保护材料可以是不锈钢、铝或其他金属，也可以是耐热非金属。采用较多的是不锈钢管光单元，其抗侧压能力强，能更好地保护光纤，和传统地线近似，易匹配。

OPGW是集通信功能与输电线路避雷功能为一体的地线，其重要特性是光传输性能、机械性能和电气性能。OPGW的光学性能，如衰减、色散等，应符合光纤通信的要求。机械与电气性能，如工作张力、抗拉强度、弹性模数、电阻率、短路电流热容量等，应符合架空地线的要求。在OPGW的选型中既要考虑光纤通信性能的要求，又要考虑架空地线的电气性能和机械强度等要求，特别要考虑热稳定性要求。



光纤复合架空地线结构示意图

(a) 中心不锈钢管型；(b) 层绞不锈钢管型；(c) 铝管型

在工程应用中，还应考虑地线架设时外部机械应力，运行中因风力引起的振动、舞动，以及短路电流、雷击电流引起的温度升高等对光纤的影响。

工程应用设计时应根据实际情况，协调各个技术指标，提高OPGW的综合性能，延长光缆使用寿命，保证电力通信网的安全稳定运行。

guangxian fuhe jiakong xiangxian

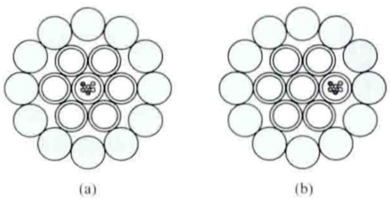
光纤复合架空相线　(optical fiber composite overhead phase conductor, OPPC)　一种嵌入了光纤的架空导线。OPPC是一种电力特种光缆，既可以传输光信号，又可以传输电力。OPPC主要用于220kV及以下电压等级，如城郊配电网、农村电网。

OPPC集光通信与电能传输功能于一体，在满足正常电能量输送功能的同时，可实现光纤通信。OPPC利用输电线路走廊和杆塔建设沿电力线路的光缆，与常规的导线加架空光缆的组合相比，材料成本可节省10%～20%，还可以节省一次施工费用。

OPPC可以解决10、35kV和某些66kV等中低压输电

线路本身无地线无法架设OPGW情况。OPPC不受对地安全距离和交叉跨越的限制，充分利用输电线路资源，没有给原有杆塔或线路附加额外负荷，不会降低输电线路的安全性和可靠性。OPPC接头盒带电运行。OPPC一般采用铝包钢芯，提高了耐腐蚀性和使用寿命。OPPC不受短路热稳定限制，不存在雷击断股、短路电流过热、电腐蚀断缆等运行缺陷。通过监测光纤性能变化，OPPC还可以用于重覆冰地区实施导线融冰的状态监控，保障线路安全。

OPPC是含有光纤的架空裸导线，按光单元在OPPC横截面中的位置，分为中心管式和层绞式两种结构，如图所示。



光纤复合架空相线结构示意图
(a) 中心管式；(b) 层绞式

OPPC应用中比较关注的问题是光单元在持续高温下的性能变化、与导线的性能匹配、线路接续时的光电分离技术等。

OPPC技术提供了一种新型的电力通信解决方案。利用OPPC技术不需要另外架设通信线路就可以解决电网的自动化、调度、保护等生产信息和企业管理信息的传输问题，并可大大提高传输的质量和速度。OPPC技术是光纤复合架空地线、全介质自承式光缆等技术的有益补充，可以填补不能适用光纤复合架空地线、全介质自承式光缆的应用空白，可以方便地将电力特种光缆的应用从输电网络延伸到配电网络，增大了光纤通信的覆盖面，提高了电力系统通信的安全性和可靠性。

guangxian tongxin

光纤通信 (optic-fiber communication) 以光波作载体，以光纤（即光导纤维）为传输介质传送信息的通信方式。光纤通信的优点：①可利用的频带宽，通信容量大。②抗电磁干扰性强。③光纤是绝缘体，通信两端可完全实现电的隔离。④光纤损耗较小，中继距离长。⑤光纤细，重量轻，构成光缆后容易敷设等。

简史 20世纪中叶，人们对使用光来传递信息有了更深刻的认识。然而，当时并没有相干发光源（coherent light source），也没有作为传递光信号的适合介质，所以光通信一直只是概念。1960年，美国加利福尼亚休斯实验室研制出了世界上第一台红宝石激光（laser）设备，解决了光源的问题。1964年，高锟提出在电话网络中以光代替电流，以玻璃纤维代替导线（2010年，高锟因发明光纤获得诺贝尔奖）。1970年，第一台准分子激光器诞生，美国康宁公司（Corning Glass Works）研制出低损耗的石英光纤。1976年，第一条速率为44.7Mbit/s的光纤通信系统在美国亚特兰大的地下管道中诞生。五年后，第一个商用的光纤通信系统问世。

早期的光纤通信系统由于存在色散（dispersion）问题而影响了信号品质，1981年单模光纤（single-mode fiber）的发明则克服了这个问题。1987年，商用光纤通信系统的传输速率已经高达1.7Gbit/s，间隔50km才需要一个中继器对信号进行整形放大。1992年，光纤通信系统的传输速率达到2.5Gbit/s，中继器的间隔可达到100km。1996年，各种波长的激光器研制成功，可实现在1根光纤内实现多波长多通道的光纤通信，即波分复用技术。2000年，利用波分复用技术，一根光纤传输速率达到640Gbit/s。又经过十多年的发展，光纤的传输速率已经增加到10Tbit/s。

由于因特网业务的迅速发展和音频、视频、数据、多媒体应用的大幅增长，从而对大容量、超高速和超长距离光纤通信系统有了更为迫切的需求，这是光纤通信发展的必然方向。

系统模型 光纤通信系统模型如图1所示。

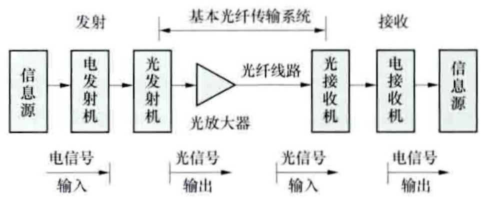


图1 光纤通信系统模型

光发射机 将电信号转变为光信号。光发射机的关键器件是光源，光纤通信对光源的要求是：①电光转换效率高，驱动功率低，寿命长，可靠性高。②单色性和方向性好，以减少管线的材料色散，提高光源和光纤的耦合效率。③光随驱动电流变化的线性特性要好，保证有足够多的模拟调制信道。作为光源的半导体组件是发光二极管（light-emitting diode，LED）或是激光二极管（laser diode，LD）。LED与LD的主要差异在于前者所发出的是非相干光（noncoherent），而后者则为相干光（coherent）。

光纤 见光纤。

光放大器 (optical fiber ampler，OFA) 实现信号放大的一种全光放大设备。采用光放大器的目的是无需进行光电转换就直接放大光信号。其原理是在一段光纤内掺杂（doping）稀土族元素（rare-earth）如铒（erbium），再以短波长泵浦激发（pumping）。根据OFA在光纤线路中的位置和作用，一般分为中继放大、前置放大和功率放大三种。直接对信号进行全光放大，具有很好的“透明性”，特别适用于长途光通信的中继放大。

光接收机 检测经过传输后的微弱光信号，并放大、整形、再生成原输入信号。光接收机的主要组件是光探测器（photodetector），利用光电效应将入射的光信号转换为电信号。对光探测器的要求是灵敏度高、响应快、噪声小、成本低和可靠性高，光敏面应与光纤芯径匹配。光探测器通常是以半导体为基础的光二极管（photo diode），例如PIN光敏二极管，或是雪崩型二极管（avalanche diode）等。另外“金属-半导体-金属”（metal-semiconductor-metal，MSM）光探测器也因为与电路集成性佳，而被应用在光再生器（regenerator）或是波分复用器中。

波分复用 在一根光纤中同时传输多个不同波长的光载波信号称为波分复用。这样可提高光纤通信的经济效益和设计上的灵活性。在光纤成本较高的情况下，这种复用技术很有实用价值。光纤有1.2～1.7μm很宽的低衰减区，相应的频率范围是$1.5\times10^{14}\sim2.5\times10^{14}$ Hz。目前，单波长光纤通信系统的通信容量均在10Gbit/s以下，所以一个通信系统只占低衰减区几万分之一带宽，还有很多带宽可以利用。波分复用的基本思想就是将不同波长的光信号λ_1、λ_2、…、λ_n

通过合波器组合在一起送入一根光纤，经过光纤传送到对方，然后用分波器将不同波长的光信号分开，以达到在一根光纤上传送多个光信号的目的，如图2所示。波分复用使通信系统在仅增加合波器和分波器情况下，通信容量却可以成数十倍地增加。合波器和分波器是波分复用的关键器件，就是通过它们把不同波长的光信号合在一起送入光纤和把通过一根光纤来的多个波长的合成光信号分开。合波器和分波器主要包括两种类型：①光栅型，利用光栅的衍射作用来进行合光或分光。②干涉膜滤光片型，利用多层膜的滤光作用来合光或分光。

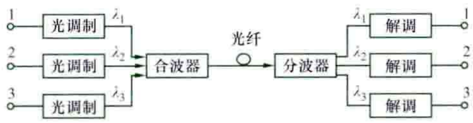


图2　波分复用原理

相关概念　光纤通信系统的性能是由光波以及光纤特性决定的，如信号模式、光通信波段、光传输衰减、色散、非线性散射损耗、光纤接续等均会对通信性能造成影响。

光信号模式　光波在光纤内传播时，类似于电磁波在圆形波导中的传输，由于沿传播方向前进的光波受不均匀介质及尾部反射回来的回波间互相干涉作用，在光纤的截面上形成各种各样的电磁场分布形式，称为模式。当电磁场在包层振荡时，传输模式转换为辐射模式，能量将从包层辐射出去。对于光纤通信而言，重要的是传输模式。光纤可看作是圆形的光波导，可用分析微波圆波导传输的相似理论分析。若横断面上只有电场分量没有磁场分量，而在传输方向上只有磁场分量没有电场分量，这种模式的光波称为横电波，简称TEmn波。如果断面上只有磁场分量没有电场分量，而传输方向上只有电场分量没有磁场分量，这种模式称横磁波，简称TMmn波。m表示电场或磁场在圆周角某个方向上的分量波节数，n表示电磁场沿半径方向分量的波节数。实际上介质波导中纯横电波和纯横磁波是不存在的，即光波都是以混合模式传播的，可以用HEmn和EHmn表示。为了说明各种模式与光纤结构的关系，根据理论分析，包层光纤具有N个有限的传输模式，可用下式近似表示

$$N=\frac{V^2}{2}\times\frac{\alpha}{2+\alpha}$$

$$V=2\pi\frac{a}{\lambda}\sqrt{n_1^2-n_2^2}$$

式中n_1，n_2分别表示纤芯和包层的折射率，a为纤芯半径，α为折射率分布指数，λ为真空中的光波长。V是表示光纤传输模式的一个特征参数。上式说明n_1与n_2之差越大，在光纤中存在的模式数越多，芯径越大，模式数也越多。如果想使光纤中只有一个传输模式，根据理论分析则必须使式中$V\leqslant 2.4$。

光通信波段　可以利用进行光通信的波长范围。光纤的光衰减波谱特性曲线如图3所示，不同的波段，衰减不同。①通信波段0.8～0.9 μm，光功率衰减为2dB/km左右，该波段是目前最广泛使用的短波长窗口，光源器件采用发光二极管（LED）或垂直腔表面激光器（vertical cavity surface emitting laser，VCSEL），通过多模光纤进行信息传输。②波段1.3 μm波长，光功率衰减更低，为0.5dB/km，光源器件采用激光二极管（LD），通过单模光纤进行信息传输。③波段1.55 μm波长附近，光功率衰减最低约0.2dB/km，光源器件为激光二极管（LD）或分布式反馈激光器（DFB），信息通过单模光纤传输。1.3 μm波长和1.55 μm波长这两个低衰减波段称为长波长窗口。这三段低衰减波段就是所用的光通信波段。

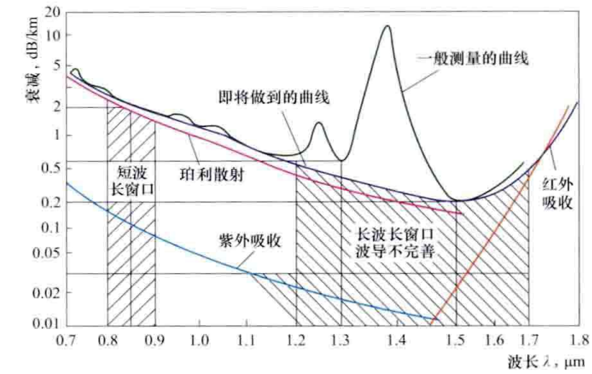


图3　光纤的光衰减波谱特性曲线

图3中光功率衰减曲线出现的衰减峰主要是因OH根吸收引起，当采用相关特殊去水措施，OH含量可降至0.8～1ppb（μg/L），则光纤的衰减波谱曲线不再出现OH吸收高峰，即使在高峰波长1.39 μm处，OH引起的衰减也仅为0.55dB/km，因此波长1.2～1.7 μm范围内连续地出现低衰减区，在此区域很容易实施波分复用。

光传输衰减　光在光纤中传输时产生功率衰减，其来源大致分为吸收损耗、散射损耗和辐射损耗三类。吸收损耗由纯SiO_2材料引起的内部吸收和杂质引起的外部吸收。散射损耗主要由光纤制造过程中材料密度的不均匀产生的。在光纤通信的工作波长范围内以吸收衰减为主。吸收衰减分为本征吸收、杂质吸收和原子缺陷吸收。本征吸收来自紫外区中电荷转移和红外区中振动波动。杂质吸收主要是由玻璃中金属离子产生的，金属杂质提净后与衰减有关的杂质只是OH根，它可在很多波长形成衰减峰。原子缺陷吸收是因玻璃的加热经历或受到射线辐射引起的。散射衰减是指来自材料的散射，散射又主要分为本征散射和非线性散射。本征散射就是透明材料中原子热起伏冻结引起的密度变化和折射率变化，也称为瑞利散射。非线性效应散射只有注入光纤中的光功率很强时才会产生。除上述散射外因光波导结构不规则，纤芯与包层界面不平滑都将引起散射。

色散　色散是指在光纤中传输的光信号，由于不同成分的光的时间延迟不同而产生的一种物理效应，包括模式色散、材料色散和波导色散、偏振模色散，长距离传输时，必须要考虑适当的色散补偿。

非线性散射损耗　由于光纤芯径较小，当入纤功率提升时，芯内场强会提升很快，导致光纤介质的非线性极化，产生受激布里渊散射、受激拉曼散射、自相位调制等非线性效应，使输入光能量转移到新的频率分量上，从而产生非线性损耗。因此入纤光功率不能过高。

光纤接续　用加热或其他机械方法把两根光纤拼接起来的过程。为长距离通信和延长光纤长度的需要，必须把一根光纤与另一根光纤进行熔接。采用电加热熔接方法可以做到接头衰减最小，光纤强度最大。要做到接头的接续

衰减小，必须注意被接光纤的内在因素和接续时的外在因素。光纤的芯径、数值孔径、折射率分布等参数的不同将在接头内引起内在衰减。在接续的过程中被接的两根光纤轴心偏移或连接剖面距离拉开将引起外在损耗。为降低光纤的接续衰减，在接续时必须注意以下两点：①被接续的光纤必须是同类型光纤，尽量做到芯径、数值孔和折射率分布一致。②被接续的光纤断面必须清洁、垂直，两根光纤端面的倾斜角度不能超过2°。工程上均采用精密的光纤接续机来完成接续工作。

应用 光纤通信由于其抗电磁干扰性强以及电隔离等特点，使它在电力系统中被广泛应用。中国自1981年起，相继在福建、山西、河南等地的电力系统内建起实用化的光纤通信电路。1985年以来在葛洲坝电厂和湖北、广东、广西、浙江、陕西等地也先后建设了光纤复合架空地线的光纤通信系统。随后的20多年，光纤通信在中国电力系统通信专网中得到了广泛的应用。2013年电力系统建成并投运了大容量骨干光传送网（optical transport network，OTN），它是以波分复用技术为基础、在光层组织网络的传送网，是下一代电力大容量骨干光传送网。

参考书目

Keiser Gerd，光纤通信．4版．蒲涛，等译．北京：电子工业出版社，2012.

原荣．光纤通信网络．北京：电子工业出版社，2012.

guangxian tongxin ceshi

光纤通信测试 （measurement of optical fiber communication parameters） 为检验光纤通信系统特性进行的测试工作。测试对象有光纤、光缆、发光器件、光电检测器、光发送机、光接收机、光通道等。

光通信系统测试主要包括线路测试及系统测试。线路测试重点进行承载光通信系统的光纤线路的性能测试，包括衰减和色散，衰减是影响光通信系统传输距离的重要因素，色散是影响光传输系统带宽及中继距离的重要因素；对系统的测试主要包括平均输出光功率、接收机灵敏度和信号抖动等项目。

光纤衰减测试 常用的光纤衰减测量方法主要有截断法、背向散射法、插入损耗法。其中，截断法是在不改变光注入条件下，分别测出通过光纤两个点的光功率 P_1 和 P_2，再按定义计算出光纤的衰减系数 α。选取的两个测试点分别在线路末端和始端，以光功率计测量光功率，两者的差即光纤线路全程衰减，以dB表示。这种方法准确度高，属破坏性试验方法；另一种非破坏性试验方法是根据背向散射原理测试全程衰减。后向散射法是测量光纤衰减的第一替代法，它能从光纤中背向散射光信号提取光纤衰减或衰减系数、光纤长度、衰减均匀性、点不连续性、光学连续性、物理缺陷和接头损耗等信息。可以形成衰减沿线路长度的分布特性。这就是目前常规使用光时域反射仪（optical time-domain reflectometer，OTDR）的测量方法；另外一种方法为插入损耗法，该方法的测量原理类似于截断法，只不过插入损耗法用带活接头的连接软线代替短光纤进行参考测量，计算在预先相互连接的注入系统和接收系统之间（参考条件）因插入被测光纤引起的功率损耗。

光纤色散及测试 光纤中的色散分为材料色散、多模色散、波导色散和偏振模色散。①材料色散是由于材料本身折射率随频率耳边，不同频率的光波传输的群速度不同，而造成的色散。②多模色散又称模式间色散，它是由传输的各模式之间的群速度不同而引起的色散，这种色散仅出现在多模光纤中。③波导色散是模式本身的色散，它是对于光纤某一模式本身，在不同频率下，相位传播常数不同，群速度不同而引起的色散，也称模内色散。④偏振模色散主要是由于光纤轴不对称性而引起的色散。色散的测试主要由时延法、相移法和干涉法。

数字式光发送机平均输出光功率测试 平均输出光功率测试图见图1，参考点 R 处由发射机耦合到光纤的平均功率。测试的方法是信号发生器将伪随机码电信号送入光发送机，在发送机尾光纤输出端以光功率计测量输出光功率，即平均输出光功率。测量时，光脉冲应为良好的矩形波，脉冲宽度应基本一致，也不应出现相位抖动现象。



图1 平均输出光功率测试图

数字式光接收机灵敏度测试 数字式光接收机灵敏度是在符合比特差错率要求前提下，一般指误码率达到 1.0×10^{-12} 时在图2参考点 S 处的平均接收光功率的最小值。光接收机的最低输入光功率。测试时，光发送机送出伪随机码光脉冲信号，经过光衰减器进入光接收机，测量接收机输出信号的比特差错率。增加光衰减值直至收信号比特差错率升高到技术指标要求时，根据光发送机平均输出光功率、光衰减器的衰减、光纤及光纤连接器的衰减，计算接收机实际接收光功率，即为光接收机灵敏度，一般以dBm表示。

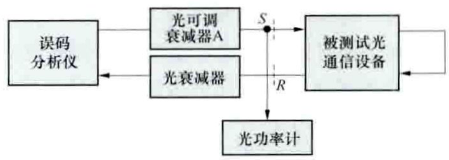


图2 光接收机灵敏度测试图

信号抖动测试 数字信号抖动是信号脉冲的宽度、间隔与其应有值的时间偏移。光纤通信系统信号抖动主要包括输出最大抖动、输入抖动允许限度和抖动转移特性。输出最大抖动是在系统发送端送出无抖动伪随机码光信号，在接收端以脉冲编码调制信号分析仪测量其输出信号最大抖动峰值；输入抖动允许限度是在发送端送出抖动可变伪随机码光信号，在接收端监视输出信号的比特差错率，在比特差错率符合指标的情况下，测试发送端信号抖动允许限度；抖动转移特性是指中继站对抖动信号的抑制性能。用具有抖动性能的传输分析仪在中继站的输入端加入具有一定已知抖动幅度的伪随机码光信号，在用同一个传输分析仪接收中继站输出的带有抖动的伪随机码光信号，经过仪表计算［20log（输出抖动/输入抖动）］，确定中继站对于抖动的转移性能，也是对抖动抑制的性能。

guangxian xianlu jiance xitong

光纤线路监测系统 （optical fiber monitoring system） 利用光时域反射仪、光开关、光功率监测模块等硬件和

网管软件，实现集光功率监测、光纤测试告警定位、光纤性能分析、光缆信息管理等功能于一体的光纤线路监视与测量系统。光纤线路监测系统可以实时、自动监测光纤线路传输性能变化，及时发现光纤故障隐患，迅速、准确地对光纤线路进行测试及故障点进行定位，减少光缆线路故障时间；同时系统也可集成光缆线路资源自动管理功能，为系统资源和网络建设提供准确基础数据。

发展历程 光纤监测技术的发展历程可以分为三代。第一代采用光源加光功率计的方式，通过监测功率计的收光功率来判断光缆质量。这种方式可以做到对光纤质量的实时监测，但是无法找到断点位置。第二代采用光时域反射仪进行测试，并通过光开关实现对多根纤芯的切换测试，采用轮询方式周期测试光纤质量。这种方式可以实现故障点的准确定位，但是无法实时监测光纤质量，并且光时域反射仪一直处于工作状态，影响使用寿命。第三代采用光时域反射仪进行测试，通过光开关实现光时域反射仪的复用，光时域反射仪主要通过光功率监测模块采集的功率告警信号或从网管系统采集的功率告警信息驱动测试，同时兼具点名测试以及周期测试功能。

监测方案 可以分为光纤线路离线监测和光纤线路在线监测两种。

（1）光纤线路离线监测方案。离线监测主要是对非工作纤芯的测试。该方案采用光源和光功率计的方式监测光纤传输质量，若监测到光功率发生变化，则产生告警信号驱动光时域反射仪（optical time-domain reflectometer，OTDR）进行测试，如图1所示。

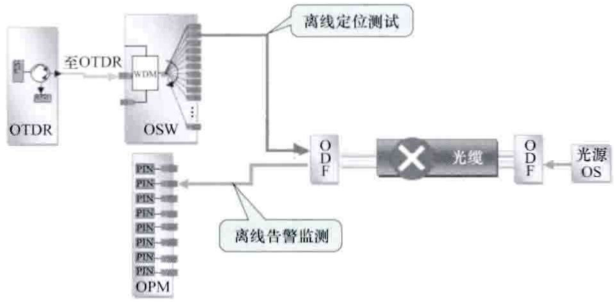


图1 离线监测方案

离线监测方案的优点是测试的纤芯为系统非在用纤芯，不介入现有系统，不会对工作系统引入新的故障点，便于安装以及维护；缺点是较难判断光缆全部纤芯的质量是否同时发生变化。

（2）光纤线路在线监测方案。在线监测主要是对工作纤芯的测试。在线监测方案主要采用对在用系统收光进行分光的技术，通过监测工作纤芯的衰耗变化，基于波分复用技术将光时域反射仪测试光耦合至传输系统的在用纤芯中进行测试。为了避免相互影响，测试光和工作光使用不同的波长。在线监测方案如图2所示。

在线监测方案的优点是测试的纤芯为系统在用纤芯，可以准确判断在用系统纤芯工作情况，并且节省纤芯资源；缺点是需要介入在用系统，安装过程中必须要中断业务，且增加了安装以及维护的难度。

网管架构 按照监测的范围和系统的功能，光纤线路监测系统网管架构一般可以分为运行设备控制中心（DMC）、

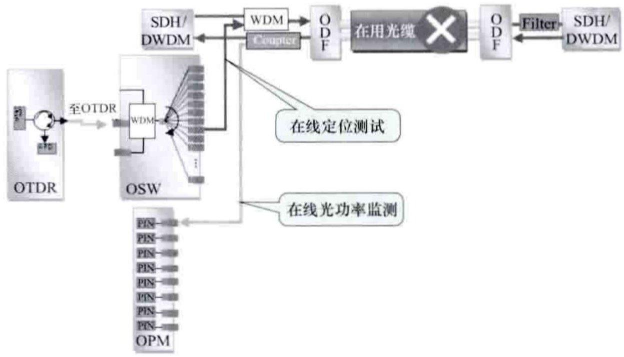


图2 在线监测方案

本地控制中心（LMC）、省控制中心（PMC）、企业控制中心（EMC）四层，如图3所示。

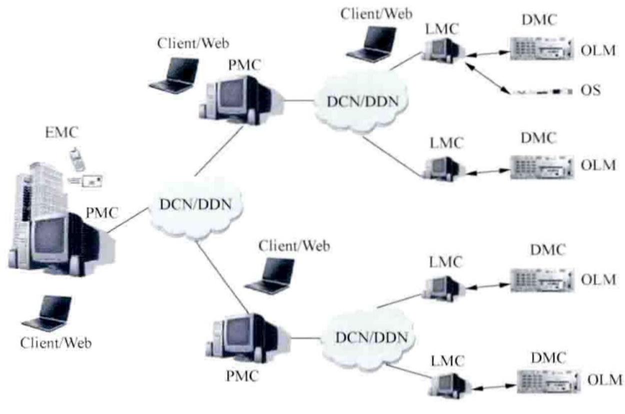


图3 光缆线路监测系统的网管架构

系统最底层为运行设备控制中心，硬件设备包括光时域反射仪模块、光开关模块、光功率监测模块等；第二层为本地控制中心；第三层为省控制中心；最上层为企业控制中心。各控制中心对系统逻辑进行控制，使用数据库存储数据，完成对各硬件模块的管理控制、测试控制、告警分析与处理、数据管理与同步、光缆资源管理等功能。用户界面程序完成与用户的交互操作，呈现系统告警、数据、报表等。

系统应用 光纤在线监测系统既可以作为独立的系统进行应用，还能够提供标准化的网络级接口（TCP/IP，CORBA，数据库等）与其他系统或应用进行交互，如资源管理系统、检修管理系统、综合网管系统等。在资源管理方面，一方面光缆线路监测系统能从资源管理系统查询相关的光缆资源信息；另一方面资源管理系统也能从光缆线路监测系统中提取所需的信息，通过资源共享，发挥系统的更大功效；在检修管理方面，通过光缆检修信息、光缆在线监测信息的共享，可以推进光缆检修的精细化管理，并提高缺陷预测与防控水平；与综合网管系统的结合，可以迅速诊断发生告警的原因是在光传输设备还是在光纤线路。

光缆线路监测系统也可与光线路保护系统（OLP）结合使用，在监测光缆线路的同时，也可以对运行在线路上的业务进行保护。

参考书目

张永红，宋禹廷，张晓洲．光缆线路维护与管理．北京：人民邮电出版社，2007.

guangxinhao moshi

光信号模式 (optical signal mode) 见光纤通信。

guangxue huganqi

光学互感器 (optical transformer) 见电子式互感器。

guangyu baohu

广域保护 (wide area protection) 基于广域测量信息的电力系统继电保护及安全稳定控制系统。广域保护包括广域继电保护(wide area relaying protection)和广域安稳控制(wide area emergency control)。广域保护的狭义概念仅指安稳控制,强调对广域电力系统整体安全的保护作用,在国外安稳控制措施又称为系统保护方案(system protection schemes, SPS)、特殊保护系统(special protection system, SPS)或校正控制措施(remedial action scheme, RAS)。

广域继电保护 基于广域测量(见广域测量系统)及通信技术,综合利用多个变电站信息构成的继电保护系统。主要用来解决传统后备保护(见电力系统继电保护配置)在现代大电网中的整定配合,避免在复杂多变的运行方式下可能因适应性差造成拒动或误动,以及在大负荷潮流转移时可能导致后备保护非预期连锁动作,进而引发大面积停电事故等缺陷。广域继电保护的主要实现方式包括基于故障元件识别的广域后备保护和基于在线自适应整定的广域后备保护等。

(1)基于故障元件识别的广域后备保护。当电网故障发生时,利用广域测量和通信技术,实时获取故障相关区域内各变电站的电气量及状态量等信息,采用多源信息融合方法确定故障元件,并根据选择性要求制订跳闸策略,经广域通信网传送跳闸指令,隔离故障元件。故障元件识别的算法主要包括广域电流差动算法、广域方向比较算法,及基于信息融合的智能保护算法等。

(2)基于在线自适应整定的广域后备保护。利用广域测量和通信技术,实时获取各变电站开关设备的状态信息,识别电网的拓扑结构,并根据拓扑结构的变化,快速确定对保护定值影响较大的扰动域。根据扰动域内后备保护的整定配合要求,进行短路计算和保护整定计算,利用广域通信网络及时传送和更新相关保护装置的定值,以有效提高后备保护的选择性和灵敏性。

此外,针对大负荷潮流转移可能引发后备保护连锁动作的问题,可利用广域信息对电网潮流转移状况进行分析和判别,从而及时闭锁因潮流转移可能发生连锁动作的后备保护。

广域安稳控制 利用广域测量信息对电力系统实时运行状态进行分析和评估,采取相应的安全紧急控制措施维持电力系统的稳定性和完整性。当系统发生单一严重故障时,采用切机、切负荷、直流调制和串补强补等控制措施,防止运行参数严重越限和系统失稳;当系统发生多重严重故障而造成失步振荡、频率异常、电压异常时,采取系统解列、低频/低压减载等控制措施,防止系统崩溃。基于同步相量测量的广域同步测量系统(wide area measurement system, WAMS)的应用为广域安全控制的实现提供了有力的技术支持。

展望 智能电网建设需要满足大容量远距离输电、交直流混联运行、分布式电源大规模接入等要求,传统继电保护和安全控制技术难以满足其发展需求。广域测量与通信技术的广泛应用,将为继电保护与安全控制技术的发展提供更丰富和全面的信息资源和技术支撑。广域继电保护的主要发展趋势是承担后备保护职能,实现在线故障元件判别和跳闸策略优化,并与传统主保护共同构成性能优良的保护系统。广域安稳控制的主要发展趋势是实现电网稳定性的在线判别和紧急控制措施的在线优化决策等功能,以更好地保障电网的安全稳定运行。

参考书目

Phadke A G, Thorp J S. Synchronized phasor measurements and their applications. NY, USA: Springer, 2008.

袁季修.防御大停电的广域保护和紧急控制.北京:中国电力出版社,2007.

IEEE/PES Working Group C-6. Wide area protection and emergency control. 2002.

Task Force 38.02.19, CIGRE. System protection schemes in power networks. June, 2001.

鞠平,代飞,等.电力系统广域测量技术.北京:机械工业出版社,2008.

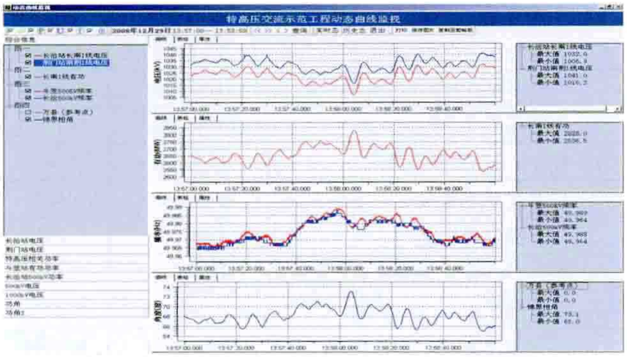
guangyu celiang xitong

广域测量系统 (wide area measurement system, WAMS) 通过同步相量测量装置(phasor measurement unit, PMU)和高速通信网络,在广域空间范围内同步采集电力系统运行中的静态和动态参数数据,通过分析处理实现对电力系统动态行为的实时监测和评估的系统。广域测量系统是智能电网调度技术支持系统的重要组成部分之一。广域测量系统由设置在电网调度控制中心的主站和若干安装在发电厂、变电站的子站组成。主站由前置机、服务器、实时数据库、历史数据库、监测系统、与外部系统的接口、数据的转发设备等部分组成,子站有集中式和分布式两种配置模式。(见同步相量测量装置)

发展历史 广域测量系统的概念最早应用于美国西部联合电网(western system coordinating council, WSCC),在1996年美国西部大停电过程的重现和分析中,广域测量系统发挥了巨大作用。广域测量系统的早期应用包括参与状态估计(西班牙电力公司,compañia sevillana de electricidad, S. A., CSE)、识别扰动、解列电网并减负荷(法国电力公司 electricite de France, EDF),广域电力系统稳定器(power system stabilizator, PSS)的研究(加拿大魁北克水电)。国内外已先后建成一批广域测量系统,但实现的功能限于广域动态数据的同步采样、实时传输和显示、低频振荡的监测和仿真的校核,由于还没有和动态安全分析和决策支持功能相结合,在稳定分析和控制中的实际应用还不多。

主要功能 ①实时数据服务。通过对电网运行中动态数据的采集、处理,实现对电网动态行为的实时监视,实现发电机运行裕度监视,电压、频率稳定监视(见图)。②历史数据管理。通过对电网动态过程数据的记录、存储和管理,实现事故分析和事故"重演",用于事故原因调查。③低频振荡特性(模式、模态、阻尼、振荡界面)的监视与分析。

④电网扰动识别。包括故障的识别与定位、受扰轨迹稳定性的评估、同调机群和失稳模式的识别，振荡模式识别，捕捉振荡中心及其变化，快速确定解列面，启动全网录波功能。⑤分析电能质量和辅助服务质量，辅助自动发电控制（见有功功率与频率自动控制）考核。⑥电力系统模型和参数的辨识、校核、校正，并提供在线动态仿真的初值。⑦稳定控制。与继电保护（见电力系统继电保护）、安全自动装置（见电力系统安全自动装置）、校正控制装置配合，用于稳定控制。⑧用于电力系统稳定器及可控串联电容补偿器等的广域调节。



WAMS 动态曲线监视

关键技术 ①广域测量系统的框架设计。②网络通信的实时性、可靠性和安全性保障。③相量测量技术，非时标信息和时标信息的融合。④从动态响应曲线中挖掘深层信息，包括在没有与实际轨线对应的数学模型及参数下，从同步相量测量装置轨线中提取量化指标，这是推广广域测量系统的主要障碍。⑤可视化技术。

应用方式 广域测量系统在电网调度控制中心的应用包括基于纯同步相量测量装置数据的应用和结合模型仿真的应用两种方式。

基于纯同步相量测量装置数据的应用 同步相量测量装置数据能直接反映系统真实的动态行为，常用于静态或动态异常时的报警，谐波、不对称分量及电能质量的分析，辅助服务质量的监测，全网联动记录的触发，广域后备保护，动态行为分析，实测轨迹的稳定裕度评估，故障追忆和演化过程分析，数学模型及参数的校核等。

需要研究和实践的功能包括：根据已有的同步相量测量装置测量数据来预测未来一段时间内的系统动态和各种基于同步相量测量装置的灵敏度分析。由于根据故障清除后几十毫秒的轨迹来预测后续动态尚难考虑后续可能发生的事件，直接根据对功角动态的预测进行暂态稳定的紧急控制是一个困难的问题。

结合模型仿真的应用 通过数值仿真可以分析不同因素对系统动态的影响，而同步相量测量装置测量的数据可提供仿真的初值并校核仿真模型和参数。两者的结合有助于识别相继故障的先兆特征，分析相继故障，向稳定控制系统提供在线决策支持，协调其功能、数据流和工作周期，提升预警、防御停电和事后分析的能力。已经或将实施的功能包括扩展状态估计的功能，充裕性、安全稳定性的在线评估及决策支持和风险管理等。

应用广域测量系统时需要进一步研究的问题有：①研究可行的方法来通过实测轨迹（特别是稳定轨迹）求取稳定裕度。②将广域测量系统与数字仿真结合的理论及思路。③广域测量系统通道的可靠性及其时延的不确定性。

参考书目

鞠平，代飞，等．电力系统广域测量技术．北京：机械工业出版社，2008.

guangyu kongzhi xitong

广域控制系统 (wide area control system，WACS)

利用广域数据在线监视和分析电力系统稳定性，通过优化控制决策和可靠的通信系统将控制命令传送到下层分散的控制装置以实现电力系统稳定控制的系统。广域控制系统有两种控制模式：①将同步相量测量装置（phasor measurement unit，PMU）数据直接用于电网的校正控制。如正常运行时的远方电压调节；检测到动态违限行为后的校正控制（如振荡阻尼、电压稳定和热稳定极限的控制）；广域的暂态稳定保护。控制中必须妥善考虑通信网络的拓扑、时延及不确定性。②将同步相量测量装置数据直接用于紧急控制有两种方案，一种是并不可行的“实时决策，实时控制”方案，另一种是实用的“在线按实际工况预决策，实时匹配”方案（见电力系统安全防御的三道防线）。后一种方案中的关键技术包括：①实测同步相量测量装置数据和基于模型的动态仿真数据相结合的数据挖掘，基于广域动态信息的定量分析和优化控制的理论和算法。②自适应控制的优化和协调，实时计算并更新决策表。

同步相量测量装置信息是基于物理响应的，不是基于模型的，这是其自身固有的优点，需要研究如何在基于预测的控制中发挥其作用。理论上，广域控制系统能解决现有电力系统后备保护的一些困难，但广域控制系统技术尚处于发展初期。如何从同步相量测量装置数据中挖掘深层信息，这方面还需要大量开创性的理论研究；在工程实用之前还需要解决广域信息与通信网络的可靠性与时延的不确定性，不同分析方法的有机融合，以及它们与控制的协调等问题。

guomin jingji hangye yongdian

国民经济行业用电 (electricity consumption of various economic sectors)

国民经济领域各行业用电。中国国民经济行业用电共分 8 大类：①农、林、牧、渔业；②工业；③建筑业；④交通运输、仓储和邮政业；⑤信息传输、计算机服务和软件业；⑥商业、住宿和餐饮业；⑦金融、房地产、商务及居民服务业；⑧公共事业及管理组织。

国民经济行业用电和城乡居民生活用电的总和就是全社会用电。对国民经济行业用电进行分类，便于说明国民经济各行业用电情况和变化规律，反映国家电气化程度和发展趋势，分析研究国民经济增长与电力生产增长、社会产品增长与电力消耗量增长之间的相互关系，是编制国民经济计划和进行电力分配的依据。

（1）农、林、牧、渔业用电。包括这些行业的生产用电及有关的服务业用电。

（2）工业用电。工业分为重工业和轻工业。其中重工业

是指为国民经济各部门提供物质技术基础的主要生产资料的工业；轻工业是指提供生活消费品和制作手工工具的工业。工业用电是重工业和轻工业用电之和。电力工业生产耗用的厂用电及线损也列入工业用电中。

（3）建筑业用电。包括房屋和土木工程建筑业、建筑安装业、建筑装饰业和其他建筑业的用电。

（4）交通运输、仓储和邮政业用电。交通运输业用电包括各种索道和缆车的经营管理活动的用电；仓储业用电包括专门的货物仓储、中转仓储和配套的物流配送活动等的用电；邮政业用电包括国家邮政系统提供的邮政服务，以及邮政系统以外的物件运送服务和商务快送服务的用电。

（5）信息传输、计算机服务和软件业用电。包括电信和其他信息传输服务业、计算机服务和软件业的用电。

（6）商业、住宿和餐饮业用电。包括批发和零售业、住宿和餐饮业用电。批发和零售业指商品在流通环节中的批发活动和零售活动，包括特殊的加油站、加气站等。住宿和餐饮业指有偿为顾客提供临时住宿的服务活动和在一定场所对食物进行现场烹饪、调制，并出售给顾客主要供现场消费的服务活动。

（7）金融、房地产、商务及居民服务业用电。包括金融业、房地产业、租赁和商务服务业、居民服务和其他服务业的用电。

（8）公共事业及管理组织用电。包括科学研究、技术服务和地质勘查业，水利、环境和公共设施管理业，教育、文化、体育和娱乐业，卫生、社会保障和社会福利业，公共管理与社会组织、国际组织的用电。

2012 年中国全社会用电量见表 1，全国分行业用电量见表 2。

表 1　2012 年中国全社会用电量

项　　目	用电量（万 kW·h）	占比
全社会用电总计	496 565 328	100%
A. 全行业用电合计	434 288 284	87.46%
第一产业	10 025 055	2.02%
第二产业	367 333 123	73.97%
第三产业	56 930 106	11.46%
B. 城乡居民生活用电合计	62 277 044	12.54%
城镇居民	35 620 715	7.17%
乡村居民	26 656 329	5.37%

资料来源：中国电力企业联合会 2012 年统计数据。

表 2　2012 年中国全国分行业用电量

项　　目	用电量（万 kW·h）	占比
全行业用电分类	434 288 284	100%
一、农、林、牧、渔业	10 025 055	2.31%
1. 农业	2 808 847	0.65%
2. 林业	174 051	0.04%
3. 畜牧业	770 464	0.18%
4. 渔业	943 351	0.22%
5. 农、林、牧、渔服务业	5 328 342	1.23%
二、工业	361 219 950	83.18%
1. 轻工业	61 137 025	14.08%
2. 重工业	300 082 925	69.10%
三、建筑业	6 113 173	1.41%
四、交通运输、仓储和邮政业	9 141 749	2.10%
1. 交通运输业	7 960 292	1.83%
2. 仓储业	879 882	0.20%
3. 邮政业	301 575	0.07%
五、信息传输、计算机服务和软件业	3 392 156	0.78%
1. 电信和其他信息传输服务业	2 938 041	0.68%
2. 计算机服务和软件业	454 115	0.10%
六、商业、住宿和餐饮业	16 928 903	3.90%
1. 批发和零售业	11 305 745	2.60%
2. 住宿和餐饮业	5 623 158	1.30%
七、金融、房地产、商务及居民服务业	12 242 580	2.82%
1. 金融业	1 267 338	0.29%
2. 房地产业	5 959 986	1.37%
3. 租赁和商务服务业、居民服务和其他服务业	5 015 256	0.92%
八、公共事业及管理组织	15 224 718	3.51%
1. 科学研究、技术服务和地质勘察业	1 060 837	0.24%
2. 水利、环境和公共设施管理业	3 244 847	0.75%
3. 教育、文化、体育和娱乐业	4 598 984	1.06%
4. 卫生、社会保障和社会福利业	2 456 997	0.57%
5. 公共管理和社会组织、国际组织	3 863 053	0.89%

资料来源：中国电力企业联合会历年数据。

guomin jingji pingjia

国民经济评价　(national economic evaluation)　在合理配置社会资源的前提下，从国家经济整体利益的角度出发，计算项目对国民经济的贡献，分析项目的经济效率、效果和社会影响，对项目经济可行性的分析。电力系统规划方案必须通过经济评价，以确定方案在经济上是否可行。经济评价应以国民经济评价为主，当财务评价与国民经济评价的结论相矛盾时，应根据国民经济的评价结论考虑方案的取舍。少数确属必须，但财务评价不可行的项目，可提出采取优惠经济措施的建议，使项目既能满足国民经济的评价，又具有财务上的生存能力。

国民经济评价的主要内容　主要包括识别国民经济效益与费用、计算和选取影子价格、编制国民经济评价报表、计算国民经济评价指标，并进行方案比选。

识别国民经济效益与费用　项目的国民经济效益是指项目对国民经济所做的贡献，分为直接效益和间接效益。项目的国民经济费用是指国民经济为项目付出的代价，分为直接费用和间接费用。国民经济效益与费用识别中应剔除转移支付的效益和费用。

（1）直接效益。由项目产出（包括产品和服务）带来

的，并在项目范围内计算的，体现为生产者和消费者受益的经济效益，一般表现为项目为社会生产提供的物质产品、科技文化成果和各种各样的服务所产生的效益。

（2）间接效益。由项目引起的，在直接效益中没有得到反映的效益，如技术扩散效果、环境改善的效益等。

（3）直接费用。项目使用社会资源投入并在项目范围内计算的经济费用，一般表现为投入项目的各种物料、人工、资金、技术以及自然资源的消耗。

（4）间接费用。由项目引起的，在直接费用中没有得到反映的费用，如项目对自然环境造成的损害等。

（5）转移支付。项目的某些财务收益和支出，从国民经济角度看，并没有造成资源的实际增加或者减少，而是国民经济内部的转移支付，不计作项目的国民经济效益与费用。主要包括：①国家和地方政府的税收；②国内银行借款利息；③国家和地方政府给予项目的补贴。如果以项目的财务评价为基础进行国民经济评价，要从财务效益和费用中剔除转移支付的部分。

计算和选取影子价格　影子价格是进行项目国民经济评价，计算国民经济效益与费用时专用的价格。它是依据一定的原则确定的，能够反映投入物和产出物真实经济价值，反映市场供求状况，反映资源稀缺程度，使资源得到合理配置的价格。进行国民经济评价时，项目的主要投入物和产出物价格，原则上都应采用影子价格。主要的影子价格包括影子汇率、影子工资、土地影子价格。

（1）影子汇率是指能正确反映国家外汇经济价值的汇率。影子汇率可通过影子汇率换算系数得出，按下式计算

影子汇率＝外汇牌价×影子汇率换算系数

根据中国外汇收支、外汇供求、进出口结构、进出口关税、进出口增值税及出口退税补贴等情况，影子汇率换算系数为1.08。

（2）影子工资是建设项目使用劳动力资源而使社会付出的代价。影子工资可通过影子工资换算系数得到，按下式计算

影子工资＝财务工资×影子工资换算系数

影子工资应根据项目所在地劳动力就业状况、劳动力就业和转移成本测定。技术劳动力的工资报酬一般可由市场供求决定，即影子工资一般以财务实际支付工资计算。对于非技术劳动力，其影子工资换算系数一般取为0.25～0.8；具体可根据当地的非技术劳动力供求状况确定，非技术劳动力较为富余的地区可取较低值，不太富余地区可取较高值，中间状况可取0.5。

（3）土地影子价格是建设项目使用土地资源而使社会付出的代价。土地影子价格按下式计算

土地影子价格＝土地机会成本＋新增资源消耗

土地影子价格应根据项目所占土地所处地理位置、项目情况以及取得方式的不同分别确定。通过招标、拍卖和挂牌出让方式取得使用权的国有土地，其影子价格按财务价格计算；通过划拨、双方协议方式取得使用权的国有土地，应分析价格优惠或扭曲情况，参照公平交易价格，对价格进行调整；经济开发区优惠出让使用权的国有土地，其影子价格应参照当地土地市场交易价格类比确定。

编制国民经济评价报表　编制国民经济评价报表是进行国民经济评价的基础工作之一。主要报表有国民经济评价投资表、国民经济评价经营费用表、国民经济评价销售收入表、项目国民经济效益费用流量表。国民经济报表一般在项目财务评价基础上进行调整编制，有些项目也可以直接编制。

以项目财务评价为基础编制，应注意合理调整效益与费用的范围和内容：①剔除转移支付，将财务现金流量表中列支的销售税金及附加、增值税、国内借款利息作为转移支付剔除；②计算外部效益与外部费用，根据项目的具体情况，确定可以量化的项目外部效益和外部费用，分析确定哪些是项目重要的外部效果，需要采用什么方法估算，并保持效益费用的计算口径一致；③调整建设投资，用影子价格、影子汇率逐项调整构成投资的各项费用，剔除涨价预备费、税金、国内借款建设期利息等转移支付项目，进口设备价格通常要剔除进口关税、增值税等转移支付，建筑工程费和安装工程费按材料费、劳动力的影子价格进行调整，土地费用按土地影子价格进行调整；④调整流动资金，财务账目中的应收、应付款项及现金并没有实际耗用国民经济资源，在国民经济评价中将其从流动资金中剔除；⑤调整经营费用，对主要原材料、燃料、动力费用、劳动工资及福利用影子价格进行调整；⑥调整销售收入，用影子价格调整销售收入。

计算国民经济评价指标　国民经济评价指标主要包括经济内部收益率、经济净现值等。

（1）经济内部收益率（$EIRR$）。反映项目对国民经济净贡献的相对指标。它是项目在计算期内各年经济净效益流量的现值累计等于零时的折现率。

$$\sum_{t=0}^{n}(B-C)_t(1+EIRR)^{-t}=0 \quad (1)$$

式中B为经济效益流量；C为经济费用流量；$(B-C)_t$为第t年的经济净效益流量；n为计算期，以年计；$EIRR$为经济内部收益率。

经济内部收益率是从资源配置角度反映项目经济效益的相对量指标，表示项目占用的资金所能获得的动态收益率，反映资源配置的经济效率。项目的经济内部收益率（见内部收益率法）等于或大于社会折现率时，说明项目对国民经济的净贡献达到或超过了社会折现率要求的水平，这时项目可以接受；反之，则项目在经济上不合理。

（2）经济净现值（$ENPV$）。反映项目对国民经济净贡献的绝对指标。它是用社会折现率i_s将项目计算期内各年的经济净效益流量折算到建设期初的现值之和。

$$ENPV=\sum_{t=0}^{n}(B-C)_t(1+i_s)^{-t}=0 \quad (2)$$

经济净现值是反映项目对社会经济净贡献的绝对量指标。项目的经济净现值大于零时，表示国家为项目付出代价后，除得到符合社会折现率的社会效益外，还可以得到以净现值表示的超额社会效益；当经济净现值等于零时，表示项目占用投资对国民经济所作净贡献刚好满足社会折现率的要求；而当经济净现值小于零时，则表明项目占用投资对国民经济所作的净贡献未达到社会折现率的要求。所以，一般来说，只有当项目的经济净现值大于或等于零时，项目才是可以接受的。

国民经济评价方法在电力系统规划中的应用 国民经济评价方法已经在电力系统规划中得到广泛应用，例如通过国民经济比较，确定电力系统中发电装机容量事故备用率的大小，通过分析联网国民经济效益与费用，确定相邻电力系统之间是否互联，通过输煤输电比较，确定是否建设大容量远距离的输电工程。

（1）发电装机容量事故备用率的选取。电力系统中发电装机的事故备用容量越大，所需的投资及运行费用越高，系统发电的可靠性越高，因发电机故障引起的停电损失越小。电力系统属于公用事业，不能按照电力企业的财务评价确定事故备用容量，而需要根据不同备用容量方案，采用国民经济比较方法，计算各方案的投资及停电引起的国民经济损失，综合比较投资、运行费用及停电损失，确定最优备用容量。

（2）确定电力系统是否互联。比较条件应是设计水平年的逐年供电电力、电量相同；联网效益包括错峰效益、节约备用效益、提高水电出力效益、补偿调节效益、减少弃水效益、改善运行方式节能效益、提高可靠性效益、电量效益等。比较中应考虑联网和不联网的发电厂建设与运营费、电网建设与运营费、一次能源开发和生产的差别、交通运输的建设与运营费的差别。

（3）输煤输电的比较。比较条件应是煤源相同、供电出力和供电量相同、发电厂的主设备基本相同。送电方案费用应包括矿区电厂的投资与运营费，送电工程及受端接入电网的送变电投资与运营费（含无功补偿），送电电能损失的补充千瓦投资与运营费，效益包括送电电量收益，如送电还兼联网应计入联网效益。输煤方案费用应包括负荷中心电厂的投资与运营费，电厂接入电网的送变电投资与运营费（含无功补偿），运输设施的投资和运营费（铁路运输包括铁路本体和机车、车辆），铁路运输损耗引起的煤矿增加的投资与运营费，运输消耗动力的投资与运营费。在方案均满足内部收益率等于或大于社会折现率后，通过年值或差额内部收益率法选择国民经济较优的方案。

参考书目

国家发展改革委，建设部．建设项目经济评价方法．3版．北京：中国计划出版社，2006.

guochengceng

过程层 (procedure level)

见变电站自动化系统结构。

H

hebing danyuan

合并单元 (merging unit) 见电子式互感器（应用）。

hehuan yu jiehuan

合环与解环 (loop closing and opening) 在并列运行的电力系统中，将发电厂或变电站间的输电线路连接成环状网络或将环状网络解开的运行方式。合环运行能提高电力系统运行的灵活性、经济性、可靠性。可以利用先合环后解环的办法将发电厂或变电站在不解列和不停电的情况下由一个电力网切换到另一个电力网。解环运行通常是为了减小电力系统短路容量和满足系统运行方式的要求。

合环操作 若合环点两侧有相位差和电压差，合环后会出现环流，可能引起环路内的电力设备过负荷或使继电保护装置动作而跳闸。在电力系统实际运行中，合环操作允许电压差在10%以内（500kV电网应在5%以内），相位差在5°以内进行。但由于系统结构不同，有的系统合环相位差允许达到10°～15°。在合环前，对合环环流一般都要进行计算，做模拟或实时工况合环试验，根据计算和试验结果确定合环时允许的相位差和电压差。进行合环操作时，若相位差和电压差不符合允许条件，则必须调整到允许范围内再合环。

解环操作 解环时要尽量减小解环点的有功功率和无功功率，以免解开环网时功率和电压的变化太大，引起电力系统发生异常或故障。

heneng fadian

核能发电 (nuclear power generation) 利用反应堆中自持链式裂变反应释放的热能发电，是核能和平利用最重要的方式。从20世纪50年代初期起，人们就一直致力于受控核聚变的研究，所有的核能发电均是利用核裂变能。

核能发电最广泛的运用形式是压水堆核电厂，其工作原理为：在反应堆工作压力下保持液态的去离子水，作为冷却剂流经反应堆堆芯，带出核燃料裂变释放的热量，并在流经蒸汽发生器时将热量传给传热管外的二回路水，使之变为蒸汽，去驱动汽轮发电机组发电。降温后的冷却剂由主泵送回堆芯，构成一回路循环。在汽轮机做功后的乏蒸汽在主凝汽器内被冷凝成水，经逐级加热并由给水泵送回蒸汽发生器二次侧，形成封闭的二回路循环。由泵驱动的三回路冷却水使主凝汽器中乏蒸汽冷凝，并将其废热带到最终热阱。

核电运行特点 核裂变在释放热量的同时，还产生大量放射性裂变产物，这就决定了核电厂与火电厂大不相同的运行特点：①反应堆停堆后仍需继续冷却，带出堆芯内裂变产物衰变产生的剩余释热，否则可能导致燃料组件烧毁事故；②需严格控制一、二回路水质，以减轻腐蚀和辐照活化产物的产生，保护运行人员安全；③需严格执行核电厂流出物监测，以保护环境免受污染；④反应堆操纵人员需经长期严格培训、考试并取得核安全监管机构颁发的执照方可被授权上岗；⑤需事先制定事故处理规程，以确保机组运行安全，防止放射性物质失控外泄；⑥商用机组功率大、比投资高、燃料成本低，宜作为基荷运行；⑦换料取出的乏燃料组件和运行产生的放射性废物需进行处理和处置；⑧使用寿期结束后，需按规定实施退役处理。

核电在保障能源供应和社会经济发展中的作用 核能发电在应对世界性能源危机，保护环境，促进人类社会和自然界和谐、可持续发展方面具有独特的作用。在中国则具体表现在：①通过国内铀资源的勘查与开采、国外铀资源的投资开发，以及国际铀贸易市场的采购，建立铀产品的战略储备，中国核电发展的燃料供应是有保证的。与可再生能源发电技术相比，核电可以提供长期稳定、清洁高效的电力，有利于调整中国电力产业结构。②核电厂运行不排放二氧化碳，也不产生二氧化硫和氮氧化物，有助于减轻温室效应和酸雨、烟尘的环境污染，促进低碳经济发展，但核电厂废热排放造成的热污染比火电厂大。③正常运行时，核电厂废液废气排放受到严密控制与监督，给周围居民与环境造成的额外辐射一般不到天然本底辐射的1%。核电厂用过的乏燃料经后处理回收其中有用的铀和钚后，形成的高水平放射性废物量与体积均很有限，在技术上完全能经过核嬗变进行处理，实现与生物圈的长期封闭与隔离处置。④一台百万千瓦级的核电机组每年换料仅需30t左右的核燃料，从而有效缓解电煤的运输压力，并节省大量宝贵的化工原料。⑤核电设备国产化可带动冶金、材料、机电仪等众多行业的技术进步与升级换代，促进国民经济发展。

核电技术发展 迄今为止各国采用的核电技术，从发展阶段上可划分为原型示范技术、商用核电技术和先进核电技术三个阶段，也就是通常所说的三代核电技术。（见《核能发电卷》核电发展史和中国核电发展）

第一代核电技术 20世纪50年代初开始，美国、英国、法国、苏联等国就在军用生产堆和潜艇核动力技术的基础上，结合火电厂蒸汽动力的成熟技术，建成了一批核电厂，以验证核电的技术与工程可行性。人们将这批功率较小的原型堆/示范堆核电厂采用的技术称为第一代。当时人们对可能想到的堆型概念均进行了试验，压水堆（PWR）和沸水堆（BWR）因其技术先进、经济竞争性强而成为核电发展的主要堆型。图1为典型压水堆核电厂示意图。

第二代核电技术 20世纪60年代末、70年代初，各工业发达国家的经济普遍复苏，电力需求增长迅速。各国出于对化石燃料资源供应的担心，寄希望于发展核电。1973年，第一次石油危机使油价飞涨。此时美国的轻水堆技术已相当成熟，两者促成了世界核电建设的高潮，并逐步实现了商用化、标准化、系列化，批量化的大型核电机组成为世界投运核电厂的主力。人们把这段时期商用核电厂采用的技术称为

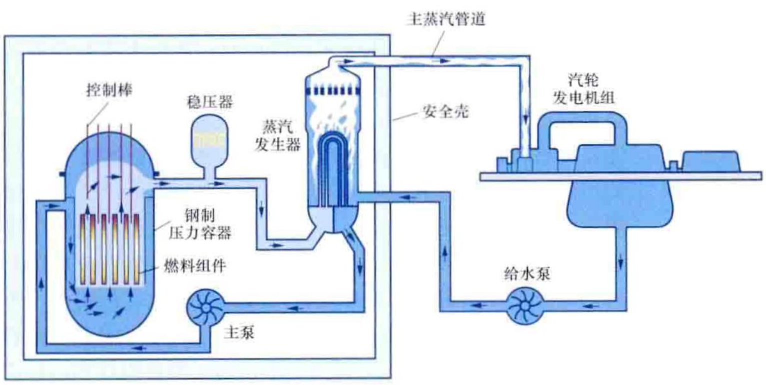


图1 典型压水堆核电厂原理示意图（张禄庆 提供）

第二代。堆型除欧洲、美国的压水堆和沸水堆，苏联的压水堆和石墨沸水堆外，还有加拿大的压力管重水堆、英国的改进型石墨气冷堆等。

1979年，第二次石油危机使各国经济发展速度锐减，大规模的节能措施和产业结构调整使得电力需求由增变减，许多新核电建设项目被停止或推迟。1979年3月28日，美国三里岛核电厂发生了堆芯熔化事故，美国核管制委员会提高安全性的严厉措施，迫使设计修改、工期拖长、投资风险增大，核电经济竞争力下降，阻碍了核电继续发展；1986年4月26日，苏联切尔诺贝利核电厂发生的大量放射性物质失控释放事故，更使世界核电发展跌入谷底。

第三代核电技术　为使核电复苏，在轻水堆30余年运行经验的基础上而研发的新一代核电技术，受到美国核管制委员会的大力支持。美国各电力公司联手率先制定并于1990年公布了《电力公司要求文件》（URD）。随后西欧核电界也制定出类似的《欧洲电力公司要求》（EUR）。这些导向性文件对大功率改良型下一代先进轻水堆和采用全新非能动安全设计理念的革新型先进轻水堆，分别提出了涉及各项技术、经济总体指标和高层设计的要求。人们将符合URD或EUR要求的先进核电技术称为第三代，其最大特色是设置了较完备的预防和缓解严重事故后果的措施，设计安全性能有明显提高。第三代先进沸水堆（ABWR）核电机组已在日本建成4台并取得良好运行业绩。第三代压水堆核电机型（如AP1000、EPR）和俄罗斯AES-2006的首堆工程正在建设。

采用俄罗斯AES-91型压水堆机组的江苏田湾核电厂（见图2）1999年10月开工建设，2006年5月并网发电。



图2 田湾核电厂（骆志平 提供）

21世纪初，核电界又提出第四代核能系统设计概念，期望开发出新一代核能系统，使其在安全性、经济性、可持续发展性、防核扩散、防恐怖袭击等方面都有更明显的进步和竞争能力。它不仅要考虑用于发电或制氢等的核电反应堆装置，还要把核燃料循环也包括在内，组成完整的核能利用系统。2002年从众多未来反应堆概念中优选出最具前景的6种堆型向成员国推荐。这6种堆型技术基础不同，均处在研发阶段。专家估计其工业应用可能要在2035年左右。此外，在国际原子能机构（IAEA）的支持下，由欧盟、美国、俄罗斯、日本、中国、印度、韩国七方参加的国际热核实验堆（ITER）的国际合作研究项目正在推进中，旨在验证磁约束核聚变的科学可行性和工程技术可行性。

见《核能发电卷》核电厂安全性、核电厂可靠性和核电厂经济性。

hengcha baohu

横差保护 （transverse differential protection）

双回线并联运行时共用的瞬动线路保护。有横联差动电流方向保护和电流平衡保护两大类。它们共同的特点是：不反应双回线外部故障；无需与相邻电力设备的保护配合；动作速度快；不受电力系统振荡的影响；在单回线运行或一回线故障跳闸过程中需要采取适当措施保证非故障线路的安全运行。

横联差动电流方向保护　主要用于中、高压电力网中每回线两侧均单独装设有断路器的双回线。它可以装设在双回线任何一侧，除设有反应双回线内部故障（内部故障时流过两回线的短路故障电流不等）的起动元件外，还设有能区分双回线中故障线路和非故障线路的反应差电流功率方向的判别元件。

保护工作原理　双回线带负荷正常运行或外部短路故障时，双回线中电流相等，无差电流，起动元件不动作。而当双回线中某一回线内部发生短路故障时，起动元件动作，同时差电流功率方向判别元件检测出故障线路，保护的对应出口继电器动作，跳开故障线路断路器。为保证内部故障跳闸过程中以及单回线运行时保护正确工作，需设置断路器操作回路的相互闭锁及其他措施。

保护存在的问题　当线路末端附近发生短路故障时，需待靠近故障侧的断路器有选择断开后，远离故障侧的横联差动保护才能动作，即纵续动作。原因是故障开始时通过远离故障侧的双回线差电流小于起动元件动作值，只有当靠近故障侧的故障线路断路器跳开后，远离故障侧的差电流才能突然增大，使该侧横联差动保护随之相继动作。发生保护纵续动作的一定故障区域称作纵续动作区，用线路全长的百分数表示。为了避免近端故障时由于功率方向元件因输入电压过低（电压死区）而拒动，可以采用电压记忆回路的办法解决。在有效接地系统中也有应用横联零序差动电流方向保护，以专门保护单相及两相接地短路故障。

电流平衡保护　主要用于中、高压电力网中每回线两侧均单独装设断路器的双回线。它只能装设在线路的电源侧。

主要由反应双回线差电流的起动元件和按比较双回线中每回线电流绝对值原理工作的电流平衡继电器作为故障线路判别元件，也存在保护纵续动作区问题。

在有效接地系统中，双回线采用相电流横联差动或电流平衡保护的最大特点是简单可靠，除了能选择故障线路外，还能可靠选择出故障相，作为超高压线路的主保护和辅助保护有其特殊的优点。

houbei beiyong

后备备用 (standby reserves) 电力系统中处于停机状态，但可随时待命起动的发电机组最大可能出力之和，又称冷备用。检修中的发电设备不属于冷备用，因它们不能被调度随时动用。发电设备从“冷状态”起动到发出额定功率需要一定的时间，短则几分钟（水电厂），长则几个小时（火电厂）。（见电力系统备用容量）

huganqi erci huilu jiedi

互感器二次回路接地 (secondary circuit grounding of instrument transformers) 见变电站二次回路及相关设备抗干扰。

hulian dianli xitong jingji diaodu

互联电力系统经济调度 (economic dispatching of interconnected power systems) 在满足各电力系统本身需求和不超过互联系统电能交换能力的条件下确定各电力系统发电和交换功率计划，使整个互联电力系统的总发电费用和交换费用降至最低的调度方法。由于互联电力系统在调度管理、计划周期和控制方式等方面的多样性，经济调度内容及目标也不相同，所以在进行互联电力系统经济调度时不但要考虑电力系统发电费用特性、电力系统和联络线网损、联络线交换功率限制、规定周期的交换电量、无功功率和电压等因素，而且要注意这些因素与机组经济组合、水电调度计划、检修计划和燃料供应计划等的配合。一般互联电力系统经济调度仅包括不同周期的两类有功计划：针对某一时刻的交换功率计划和针对某一周期的交换电能计划。而交换电能计划是由一系列典型交换功率计划计算出来的，所以交换功率计划是互联电力系统经济调度的基础。交换功率计划编制有三类做法：①统一经济调度。打开各电力系统间的交换功率界限，按统一电力系统对全部发电厂进行经济调度，校核联络线功率，越限时加以修正，最后计算出各电力系统的发电功率和交换功率计划。这种方式可以达到互联电力系统总体最优。②联合调度，统一协调。对每个电力系统单独进行经济调度得到其等值发电费用特性，协调机构按此特性在各电力系统间调整发电功率并校验联络线功率，使总的费用降至最低。这种方式可以达到或接近总体最优。③分别调度，自行协调。各电力系统单独进行经济调度，将联络线视为等值发电厂（已知边界点交换功率的费用微增率），据已确定本电力系统的发电和交换功率计划，使本电力系统发电费用降至最低。若能及时调整和传送边界信息，这种方式也能接近最优。统一经济调度和分别调度、自行协调实质上是统一经济调度算法，联合调度、统一协调是分解协调经济调度算法。

互联电力系统经济调度协调方程式 由电力系统内和电力系统间两类方程组成。设互联电力系统由三个电力系统a、b、c组成，则互联电力系统协调方程式由三个电力系统内协调方程式(1)、三个电力系统内功率平衡方程式(2)及两个电力系统间协调方程式(3)组成。

$$\left.\begin{aligned}\frac{\mathrm{d}F_a}{\mathrm{d}P_{Ga}}+\lambda_a\frac{\partial P_{La}}{\partial P_{Ga}}=\lambda_a\\ \frac{\mathrm{d}F_b}{\mathrm{d}P_{Gb}}+\lambda_b\frac{\partial P_{Lb}}{\partial P_{Gb}}=\lambda_b\\ \frac{\mathrm{d}F_c}{\mathrm{d}P_{Gc}}+\lambda_c\frac{\partial P_{Lc}}{\partial P_{Gc}}=\lambda_c\end{aligned}\right\}\tag{1}$$

$$\left.\begin{aligned}P_{Da}+P_{La}+P_{Ea}-P_{Ga}=0\\ P_{Db}+P_{Lb}+P_{Eb}-P_{Gb}=0\\ P_{Dc}+P_{Lc}+P_{Ec}-P_{Gc}=0\end{aligned}\right\}\tag{2}$$

$$\left.\begin{aligned}\lambda_a+\lambda_a\frac{\partial P_{La}}{\partial P_{Ea}}+\lambda_b\frac{\partial P_{Lb}}{\partial P_{Ea}}=\lambda_c-\lambda_c\frac{\partial P_{Lc}}{\partial P_{Ea}}\\ \lambda_b+\lambda_a\frac{\partial P_{La}}{\partial P_{Eb}}+\lambda_b\frac{\partial P_{Lb}}{\partial P_{Eb}}=\lambda_c-\lambda_c\frac{\partial P_{Lc}}{\partial P_{Eb}}\end{aligned}\right\}\tag{3}$$

式(1)～式(3)中P_G为各电力系统发电功率（可以是系统内各发电厂发电功率的集合）；P_E为各电力系统交换功率（净输出功率）；P_L为各电力系统网损；P_D为各电力系统有功负荷；λ为各电力系统等值发电费用微增率；$\mathrm{d}F/\mathrm{d}P_G$为发电费用微增率；$\partial P_L/\partial P$为各电力系统发电或交换功率的网损微增率。式(1)和式(2)进行各电力系统内部经济负荷分配，式(3)协调各电力系统间的交换功率，从式(1)～式(3)得到P_G、P_E和λ，使互联电力系统总发电费用和交换费用达到最低。

互联电力系统网损和联络线功率计算公式 采用潮流计算可以得到式(1)～式(3)中的网损和各联络线功率，但为了计算的快速性，可以用发电功率和交换功率直接表示网损和联络线功率。用经典的B系数形式可以将互联电力系统网损表示为（仅以a、b两个电力系统为例）

$$\boldsymbol{P}_L=[P_{Ga}\quad P_{Gb}\quad P_E]\begin{bmatrix}B_{aa}&B_{ab}&B_{aE}\\B_{ba}&B_{bb}&B_{bE}\\B_{Ea}&B_{Eb}&B_{EE}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}P_{Ga}\\P_{Gb}\\P_E\end{bmatrix}\tag{4}$$

式中B为网损公式系数，它们与统一电力系统B系数一样是在某些假设条件下消去众多与网损有关的因素而得到的，用在互联电力系统协调方程的求解过程中快速近似计算网损及其微增率。在解互联电力系统协调方程式过程中需要校核各联络线功率的时候，也可以用类似于B系数的方法将其表示为发电功率和交换功率的函数

$$\boldsymbol{P}_T=\boldsymbol{CP}_G+\boldsymbol{DP}_E+\boldsymbol{F}\tag{5}$$

式中$\boldsymbol{P}_T$为联络线功率；$\boldsymbol{C}$、$\boldsymbol{D}$、$\boldsymbol{F}$均为系数矩阵，它们是在某一网络接线、参数和节点电压条件下计算出来的。式(5)可以在互联电力系统协调方程式的求解过程中快速近似计算各联络线功率。

互联电力系统交换功率和交换电能限制 电力系统间协调方程式(3)可以化为对λ_c的比例关系式

$$\begin{bmatrix}\lambda_a\\\lambda_b\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}R_a\\R_b\end{bmatrix}\lambda_c\tag{6}$$

式中R为交换功率的网损修正系数的倒数。从式(6)可以看出：不考虑网损时各区域发电费用微增率相等即是联合电力系统经济运行条件，考虑网损修正时R按各电力系统交

换功率引起网损的不同修正其λ，使交换功率网损大者少发电，网损小者多发电。利用网损修正同样的原理，可以在电力系统间协调方程式中引入交换功率调整因子 K_E 以控制各电力系统交换功率，即

$$\begin{bmatrix}\lambda_a\\ \lambda_b\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}R_a & K_{Ea}\\ R_b & K_{Eb}\end{bmatrix}\lambda_c \qquad (7)$$

增加某一电力系统的 K_E 可以增加其发电功率，随之增加其交换功率，反之亦然。所以通过调整 K_E，可以使电力系统交换功率达到计划值。

互联电力系统经济调度不仅有各时段交换功率限制，还有某一周期交换电能的限制。因为交换电能计划是通过一系列典型交换功率计划实现的，所以可以在式（7）中再引入交换电能调整因子，调整其大小使规定周期内交换功率之和（交换电能）达到计划值。

随着计算技术的发展，将为互联电力系统网损、联络线功率、交换功率限制和交换电能限制等计算提供更新的手段。

hulian dianli xitong yunxing

互联电力系统运行 (operation of interconnected power systems) 两个或两个以上电力系统互联并按合同或协议交换电能的运行状态。电网互联模式可以分为：①交流联网；②直流联网；③交直流混合联网。以第①和第③种方式连接的互联电网将形成同步运行的电网，需要对联络线的交换功率和各电网的频率进行联合协调控制。以直流线路连接的互联电网中各电网非同步运行，一般只需对联络线的交换功率进行协调控制，各电网分别进行本网内的调频控制等。通过直流线路，还可以将不同频率的电网连接为一个电网。

互联电力系统运行效益 主要包括：①联网系统区域间气候差和时差等因素有可能改善总的负荷曲线形状，降低峰谷差（见电力系统负荷曲线）；②联网系统能源结构、地理分布和季节性用电等方面的差别，扩大了电能供需的调节能力，有可能更经济合理地利用动力资源（见动力资源开发）；③系统规模扩大后可以减少备用容量，允许采用更大容量的高效机组；④在事故或紧急状态下相互支援，提高各电力系统安全运行水平；⑤有利于新能源、可再生能源利用。这些效益随联络线交换电力和电量能力的提高而增加。

互联电力系统调度管理体制 它与产权、能源配置及发展历史有着密切的关系。根据电网管理形式的不同，电网调度管理模式大致可分为统一电网、统一调度，联合电网、统一调度，联合电网、联合调度等几种模式。

（1）统一电网、统一调度。这种模式是当今世界调度管理的主流模式，它包括两个层次的统一：①局部电网的统一管理、统一调度，这是电网运行的基本组织形式，几乎所有局部电网都采用这一模式；②国家电网的统一管理、统一调度。世界上大多数发达国家如西欧、北欧、东欧的绝大部分国家以及已经形成国家电网的大部分亚洲国家、南美洲国家都采用这一调度管理模式。

（2）联合电网、统一调度。这是一种由于不同所有权属的电网逐步互联而出现的调度模式，是一种电网所有权与调度权分离的电网运行组织形式。具有不同所有权属的局部电网联合，对它们实施统一调度。美国的 PJM（Pennsylvania-New Jersey-Maryland）电网是由包括宾夕法尼亚州、新泽西州、马里兰州等 6 个州 11 个公司所有的电网共同成立了一个调度机构，来实现 PJM 联合电网的统一调度。

（3）联合电网、联合调度。世界上采用这种模式的国家为数不多，它的特点就是无专设调度机构或只有形同虚设的调度机构。西欧、东欧电网、北欧电网可以归类于这一调度管理模式，北美电网（包括美国、加拿大和墨西哥一部分）是典型例子。北美电网设若干个控制区，整个电网分区按协议运行，每个控制区是平等协作关系，每个控制区都由其控制中心对所辖电网实施统一调度。联合调度仅仅体现在各分区按协议运行。

互联电力系统调度计划 在电力系统之间或在联合调度机构与各电力系统之间制定的联合调度计划或合同，它们包含从经济角度出发提出的交换电力和电量计划，还包含保证实现交换计划的结算规则及安全措施，也称为交换计划或交换合同。自行协商的电力系统仅根据本系统电力平衡情况和联络线上的电价就可以决定与其他系统的交换合同，使本系统供电成本最低。设有联合调度机构的情况比较复杂，一般由它来制订调度协议，提出交换计划，监视并保证其实现。首先根据各电力系统年负荷预测、水库调度计划、燃料供应计划和检修计划，从全局考虑确定全年的互联系统交换计划。每月根据执行计划的情况，针对非预想的负荷变化、意料外的水库来水和用水情况、计划外检修等，协调修正月计划。每日通报互联系统情况和气象情况，随时监视和协调交换计划的执行情况。联合调度机构负责协商和制定调度协议，其内容包括正常交换功率控制标准，电量偏移的补偿及结算规则，联络线潮流限制值（合同值或安全限制值），无功功率及电压调整原则，正常运行状态的发电备用规则，事故和紧急状态下的电力支援和互联系统解列规则等，并随运行条件的变化随时进行协调和修订。

互联电力系统控制 主要是对电力系统之间的联络线进行功率控制。由短期交换计划（合同）可以确定各电力系统间各时段的交换功率值，各电力系统的自动发电控制装置可以选择恒定交换功率或频率和联络线功率偏移方式，按规定的误差标准实时控制，并对积累偏差进行补偿（见电力系统频率调整）。在系统故障状态下，按照安全限制进行支援；在规定的时间内不能缓解时，发生故障的系统自动切负荷；在规定的时间内不能消除故障时，发生故障的系统对外解列（见并列与解列）。此外，在联络线上还设有各种必要的安全自动装置。

hulian xitong kekaoxing

互联系统可靠性 (interconnected power system reliability) 对互联系统中的各个发电系统及整体互联系统发电容量的充裕度的度量。互联系统是指由两个或两个以上发电系统通过联络线互相连接的系统。一般互联系统可以利用各系统负荷特性之间、发电机组强迫停运之间的分散性来相互提供支援容量，因此互联后各个系统一般具有比单独运行时更高的充裕度。互联取得的实际效益与各个系统的装机容量和类型，联络线的传输容量及强迫停运率，各系统的负荷水平、相关性和不确定性，以及在紧急

情况下系统之间相互支援的协议形式等因素有关。因此，评估互联系统可靠性的方法复杂性已大大增加。由于各国电力系统的建设都是从单区域系统向多区域联合系统发展，确定互联系统可靠性及效益的研究已成为发电系统规划和运行的一个重要领域。

两个系统互联的可靠性分析方法 确定两个互联系统间可以相互提供的支援功率（或电量）和由此取得的可靠性效益的分析方法。通常需要给出一些分析的前提条件，如两个系统的发电机组随机停运彼此独立，各系统的负荷变化独立，联络线传输容量的限制以及系统间签订的支援协议形式等。支援协议的形式大致可分为两类：①以不影响本系统缺电为前提的共享备用原则；②共同分担任一系统缺电风险的共享备用原则。分析方法根据使用的可靠性指标，可分为 *LOLP*（或 *LOLE*）法和 F&D 法（见发电系统可靠性指标）两类；根据方法原理，可分为二维概率数组法和等效支援机组法两种。

二维概率数组法 首先分别建立每个系统的容量模型；其次根据这些模型得出两个系统发电容量同时停运状态的概率，形成一个二维数组；最后在数组基础上进行可靠性计算。该方法实现简单，曾在国内外得到广泛的应用，但是当发电机组数目很大时，其使用受到一定的限制。

等效支援机组法 将一个发电系统的容量模型与负荷模型（见发电系统可靠性评估负荷模型）和联络线的容量状态结合从而形成的一台多状态等值机组。在研究互联系统可靠性时，这台等值机组表明一个系统向另一系统可能提供支援容量的潜力，可用来直接参与计算，具有较快的计算速度。

设 A、B 两系统互联，假定 A 是支援系统，研究 B 系统受援后的可靠性。为此：①建立 A 系统的容量模型。②建立 A 系统、负荷及联络线组合后的等效容量模型，其结果如表所示。由于支援容量模型综合考虑了 A 系统的装机容量、负荷、随机停运后的备用裕度和联络线的容量及其故障特性等条件，从可靠性的角度，对于 B 系统而言可以看作一台多状态的等值机组。这台机组的额定容量等于表中的最大支援容量，其他较低容量可视为该机组的降低出力运行状态，因此称为等效支援机组。③将求得的等效支援机组利用下面的递推算式追加到 B 系统的容量模型中去

A 系统的支援容量模型

状态号 i	支援容量 (MW)	支援容量停运 (MW)	累计概率 P_i
1	R_1	$C_1(=0)$	P_1
⋮	⋮	⋮	⋮
i	R_i	C_i	P_i
⋮	⋮	⋮	⋮
n	R_n	C_n	P_n

$$P(X) = \sum_{i=1}^{n} P_i \times P'(X - C_i)$$

式中 $P(X)$ 为 B 系统容量模型中停运容量为 X 时，追加等效支援机组后的累积概率新值；$P'(X-C_i)$ 为 B 系统容量模型中对应停运容量为 $X-C_i$ 的累积概率旧值（未追加等效机组前）；n、C_i 和 P_i 分别为等效支援机组的全部容量状态数、处于状态 i 的容量和相应的确切概率。

将等效支援机组追加到 B 系统的容量模型后，即可按处理单系统的方法计算 B 系统的可靠性指标。等效支援机组模型可以很方便地考虑两个系统间的互联传输状况、运行约束以及系统间的协议等因素。应用等效支援机组法不仅可使两个系统互联的可靠性计算简化，减少存储量和计算时间，且更便于用来分析两个以上的系统互联时的可靠性问题。

多个系统互联的可靠性分析方法 评估由联络线连接的两个以上的系统的可靠性分析法。根据互联网络接线图的形式，可将复杂互联系统分为放射型和环型两大类。它们在分析计算可靠性的方法上具有不同的特点。

放射型互联系统 由三个系统组成的最简单放射型互联系统如图 1（a）所示。分析这类互联系统可靠性，原则上可以用概率数组法或等效支援机组法，但应用后者较为简便。例如，设系统 B 为受援系统，可先将系统 A 及其与 B 的联络线共同形成一台等效支援机组模型，然后追加到系统 B 的容量模型，如图 1（b）所示；然后将 C 系统及其与 B 的联络线一起再形成一台等效支援机组模型，并追加到 B 系统的容量模型中，如图 1（c）所示。这样就将三系统互联变成了一个单系统问题，最后可按分析单系统可靠性的方法进行计算。当 A 或 C 为受援系统时，可以采用类似的方法来分析。

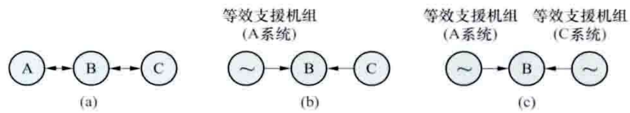


图 1 放射型复杂互联系统

(a) 互联接线方式；(b) 用等效支援机组法简化成两个互联系统；(c) 用等效支援机组法简化成一个系统

环型互联系统 由三个系统组成的最简单环型互联系统如图 2 所示。由于环网的存在给可靠性分析带来了许多新的问题和困难，这是由于任一支援和受援系统的功率流向都不是唯一的。如果仍应用等效支援机组法，则在计算前首先要确定各系统间交换功率的协议形式，包括支援功率的路径和应遵守的优先次序等。例如，在图 2 中系统 A 和 C 都缺电而向系统 B 要求支援，假设协议规定系统 A 对 B 的支援享有优先权，只受 B 的备用和联络线 W1 的容量限制；此外，系统 C 的缺电容量通过联络线 W3 得到补偿后，系统 A 还可通过联络线 W2 从系统 B 取得附加支援。根据这些协议条件，可以建立系统 B 对 A 的等效支援机组。随着系统间协议形式的不同，有许多可供选择的支援方式。因此，这种方法在应用上有很大的局限性，特别是有三个以上的系统互联时问题就更突出。

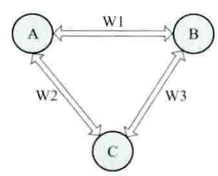


图 2 环型复杂互联系统

为解决上述问题，网流模型和线性规划模型被提了出来。这两种模型将各个子系统分别看作一个母线节点，重点对子系统间的联络线进行建模。网流模型把握了网络拓扑和支路输电容量这两个关键的因素，用系统中元件容量限制下的最大网流代替实际电力潮流，解决了潮流计算不考虑支路的允许载流量而造成计算结果不一定可行的问题；线性规划模型则进一步考虑了联络线的电气约束，如

线路的阻抗等，能较好地模拟区域联络线的作用，并且能够方便地考虑各系统间的功率支援策略，因此获得了广泛的研究和应用。

参考书目

R Billinton，N Allan R. Reliability Evaluation of Power Systems. New York：Plenum Press，1994.

huanliu bianyaqi baohu

换流变压器保护 （protection for converter transformer） 反应换流变压器的各种故障和不正常运行状态的保护。换流变压器是直流输电系统基本运行单元配套设备，保护一旦检测到换流变压器发生故障，将发出指令使其和相关的换流器快速退出运行，并与正常运行设备隔离，以减轻换流变压器的故障应力，避免影响互联交直流系统稳定运行。

换流变压器（见图）同常规的电力变压器一样，具有油温、油位和漏油的监测、绕组温度的监测、分接开关箱及储油柜的压力保护和油流保护、瓦斯保护，以及冷却系统故障保护等本体保护。在直流输电系统中换流变压器的分接开关控制十分重要且动作频繁，因此应特别注意分接开关位置及机械部件的监测和保护。



高端换流变压器（吴石光　摄）

对于换流变压器，通常还配置有各种电气量主保护和后备保护，主要有换流变压器差动保护、换流变压器绕组差动保护、换流器交流母线和换流变压器差动保护、换流变压器过流保护、换流器交流母线和换流变压器过流保护、换流变压器过励磁保护、换流变压器热过负荷保护、换流变压器中性点偏移保护、换流变压器零序电流保护、换流变压器饱和保护、换流变压器本体保护等。

换流变压器差动保护　检测换流变压器从一次侧套管上的电流互感器到二次侧套管上的电流互感器之间的故障；免受换流变压器过电流、过电压、过热和过大电动力的危害。保护比较换流变压器一次侧和二次侧的电流矢量，其中考虑了变比和分接开关位置，检测基波电流差值，如果稳态励磁电流的安匝数相等条件不满足，则保护动作；这是判断内部接地故障或绕组匝间短路的依据。在交流电压突然上升（如闭合断路器）之后，将产生短暂的差动电流，保护分析此电流，并产生 2 次谐波制动。安匝数相等这一标准只在换流变不饱和时有效，在持续过电压期间，换流变压器可能会饱和，也存在差动电流；保护通过检测 5 次谐波分量来检测过励磁电流，并制动保护。保护中有一个快速动作无制动的功能，仅检测大的差动电流，不检测谐波。保护在区外故障有穿越电流时不应动作。保护动作紧急闭锁相关的换流器，跳开换流变压器与交流系统相连的断路器。

换流变压器绕组差动保护　保护换流变压器绕组，使之免受内部接地故障的损害。变压器一次绕组每相两端分别安装有两个电流互感器，测量绕组电流；保护取差动电流与整定值逐相比较，以定时限特性动作。阀侧 Y 绕组和阀侧 Δ 绕组，每相绕组的两端也都有两个电流互感器，测量绕组电流；保护取差动电流与整定值逐相比较，以定时限特性动作，闭锁换流器、跳开交流侧断路器。

换流器交流母线和换流变压器差动保护　保护换流变压器从交流侧母线断路器的电流互感器到换流器侧的电流互感器范围内的设备。保护仅对基波电流敏感，对穿越电流、涌流和过励磁是稳定的。保护按相比较保护范围流入、流出的电流，当电流的矢量和超过整定值时保护动作；闭锁换流器、跳开交流侧断路器。

换流变压器过流保护　保护换流变压器免受过电流损坏。通过测量换流变压器交流侧电流，检测换流变压器内部故障，并以可选的反时限特性动作；定值的选择能适合保护范围内的设备。保护动作闭锁换流器、跳开交流断路器。

换流器交流母线和换流变压器过流保护　保护换流变压器和相关的交流母线断路器免受过电流损坏。保护测量交流母线电流，检测交流母线和换流变区域内的故障，并按照可选的反时限特性动作；保护的整定与故障清除后交流侧的预期涌流（在最小短路功率水平和在最大短路功率水平时）相配合，能快速地清除严重故障；当短路功率较小时，能有一定的灵敏度；故障不太严重时，有一合理的较短的延迟时间。保护动作闭锁换流器、跳开交流侧断路器。

换流变压器过励磁保护　保护换流变压器免受过励磁损坏。保护以变压器制造厂提供的过励磁曲线选择换流变压器交流母线电压比值与频率比值和延时，确定保护整定值。保护动作闭锁换流器、跳开交流断路器。

换流变压器热过负荷保护　保护检测换流变压器过载，避免换流变压器过热损坏。保护测量换流变压器交流侧绕组电流，保护定值按照变压器制造厂提供的绕阻温度与外部温度的热曲线设置；并按照可选的发热时间常数动作、报警。

换流变压器中性点偏移保护　检测换流变压器阀侧交流连接线上的接地故障，保护换流器。当换流器解锁时此保护必须退出。对于每个六脉动换流器，通过换流变压器阀侧套管上的末屏抽头，测量换流变压器阀侧三相对地电压的矢量和；换流器闭锁且没有发生接地故障时，矢量和为零；在发生单相接地故障时，只要换流器闭锁，就不会有严重的故障电流出现，但在阀侧电压中会出现明显的零序分量。保护检测电压零序分量并与整定值比较，保护动作跳开交流断路器。

换流变压器零序电流保护　在交流系统或换流变压器发生单相故障时，保护换流变压器。保护测量换流变压器中性点电流，将三相电流瞬时值的代数和输入保护；因此，保护对零序电流分量敏感；保护分解电流并构成对涌流（2 次谐波）制动。保护动作闭锁换流器、跳开交流断路器。

换流变压器饱和保护　防止直流电流从换流变压器中性点进入，引起换流变压器饱和发热。保护监测变压器交流侧中性点电流；在单极大地运行，或在双极不平衡运行方式，

直流中性母线接地开关闭合时，有直流电流流过换流变中性点，引起的换流站接地网电压升高，这个电流较大时使变压器直流饱和，超过保护定值；保护动作报警、闭锁换流器、跳开交流侧断路器，并断路器有效闭锁，直到变压器充分冷却。

换流变压器本体保护　保护换流变压器。换流变压器本体保护继电器主要有：油泵和风扇电机保护、油位检测、气体检测、油温、压力释放、油流指示、绕组温度、套管 SF_6 密度和油流（分接开关）继电器等，根据直流输电系统运行经验，要求这些继电器触点有三副，当其中两副触点动作，保护才有输出，称为“三取二”输出。保护动作分别采用报警、闭锁换流器、跳开交流侧断路器。

参考书目

赵畹君．高压直流输电工程技术．2版．北京：中国电力出版社，2011.

huanliuqi baohu

换流器保护　（protection for converter）　反应换流器的阀厅交、直流穿墙套管之内各种设备故障和不正常运行状态的保护。换流器是直流输电系统基本运行单元主设备，保护一旦检测到换流器发生故障，将发出指令使其快速退出运行并与正常运行设备隔离，以减轻换流器的损坏，避免影响互联交直流系统稳定运行。

换流器是直流输电系统基本运行单元的主设备，一般为六脉动、十二脉动换流器。通过检测换流变压器阀侧套管中，换流器直流高压端出口处，以及换流器直流低压端出口处电流互感器的电流值，可区别不同的换流器故障而设置相应的保护。

对于换流器晶闸管元件工作状态的监视是必不可少的。由于换流器中的晶闸管备有冗余量；因此，击穿损坏的晶闸管数量不超过冗余量时，可进行报警处理；当晶闸管击穿损坏个数达到一定程度时，则必须闭锁换流器。对于换流器阀体，通常要求设置阀温度的监视；大部分工程使用温度的计算值，对阀的过热应力进行保护。

换流器的辅助设备，如阀冷却系统、阀控制和其辅助电源系统，以及测量系统等都是十分重要的，工程中通常均需双重化或三重化配置，并配有性能良好的监测、故障自检报警，以及值班设备与备用设备的切换逻辑。

换流器主要保护功能有阀短路保护、换相失败保护、换流器直流差动保护、直流过流保护、交流过流保护、阀触发异常保护、电压应力保护、晶闸管监测、大触发角监视等。

阀短路保护　保护换流器的晶闸管阀免受故障造成的过应力损坏。它利用阀短路、换流器交流侧相间短路或阀厅直流端出线间短路时，换流器交流侧电流大于直流侧电流的故障现象作为保护的判据。保护快速地检测故障，并且不投旁通对，立即闭锁换流器。

换相失败保护　目的是减少因直流控制系统误触发或不触发等故障、交流电网扰动和其他异常换相条件造成的逆变器换相失败次数；在连续换相失败时，闭锁相关的直流系统，保证相应设备的安全。保护根据逆变器换相失败时，换流器交流侧电流大幅度降低，直流侧电流大幅度增加的故障特征，控制系统特性决定的换相失败恢复过程进行保护；采取冗余控制系统切换，不投旁通对延时闭锁换流器。对于换相失败故障，通常要求时间大于 600ms 采闭锁，以避免交流系统故障可自行恢复时，不必要地停运直流输电系统。

换流器直流差动保护　检测换流器范围内的接地故障，保证换流器等直流系统设备的安全。保护计算换流器直流高压端穿墙套管和直流低压端穿墙套管上电流互感器的电流差值，超过定值动作；闭锁换流器，跳开交流断路器，进行换流器隔离。

直流过流保护　防止直流系统故障造成换流设备尤其是晶闸管阀过电流损坏。保护测量换流器直流侧电流的最大值；通过对换流变压器阀侧电流、换流器直流侧中性母线电流以及换流阀冷却水温度等参数的测量，计算晶闸管结温，构成换流器的过电流保护；当发生故障，电流或结温超过给定值时，闭锁换流器，跳开交流断路器，进行换流器隔离。它不仅保护换流器，而且可保护相关的设备。

交流过流保护　此保护的目的和策略与直流过流保护相似，不同的是监测量为换流器交流侧电流最大值，不采用测量计算晶闸管结温的功能。

阀触发异常保护　检测发出控制脉冲后换流阀是否导通，是否有意外的阀触发；防止被选为旁通对的阀不能导通，以及旁通对阀的意外导通。对于换流器的触发脉冲，通常均设置有监视系统。换流器的触发系统按要求的导通间隔，向每个阀发送触发脉冲，比较触发脉冲与返回的触发信息，判断阀是否发生故障。这样，阀在触发脉冲间隔之外触发（误触发）或在间隔之内不能触发（不触发）都能检测到。在阀内，为晶闸管设置强迫导通保护，以避免当阀导通时，某个晶闸管不开通而承受过大的电压应力。保护动作先切换到冗余控制系统，如果故障仍然存在，则闭锁换流器。

电压应力保护　通过连锁换流变压器分接开关，避免交流电压对所有换流设备产生过高的电气应力，包括阀避雷器过应力以及换流变压器过励磁。保护采用交流换流母线电压和分接开关位置来计算理想空载直流电压 U_{dio}，当电压值超过预设的整定值时，保护动作。U_{dio} 高于一定值，立即禁止进一步向增大 U_{dio} 方向的分接开关动作；U_{dio} 高于一个更高的定值，将使分接开关向降低 U_{dio} 方向动作，并切换到冗余的控制系统；对于再高的 U_{dio}，则闭锁换流器，跳开换流变压器交流侧开关。

晶闸管监测　提供换流器运行监测信息，避免换流器阀晶闸管元件雪崩故障。每个阀的阀控单元可以检测每个晶闸管在一定时间内是否加上了电压。当晶闸管加上电压时，将通过光纤将一个指示脉冲传到阀控，说明此晶闸管是正常的，否则就是损坏了。在换流器充电或运行中，当一个阀内的晶闸管故障数目达到预先整定的数量时，给出报警；且任何一个阀内晶闸管故障的数目超过整定值时，换流器闭锁和跳开换流变压器交流侧断路器。

大触发角监视　检查和限制主回路设备在大触发角运行时所受的应力。大触发角监视根据阀阻尼电路、阀避雷器和阀内电抗器的理论模型，计算换流器最大允许的功率损耗，设置保护性监视；在特殊要求增加触发角和关断角时，避免换流器在过大的触发角下运行，主回路设备上增加的应力过

大。当大角度运行时，如果超过晶闸管的功率损耗限制值，同时具有较高的 U_{di0}，大角度监测将在一定延时后，向分接开关发出降低 U_{di0} 的指令，并给出告警信号；若晶闸管阀上的应力进一步增加，大角度监测在一定延时后发出闭锁换流器。

huanliuzhan jiaoliu kaiguanchang baohu

换流站交流开关场保护 (protection for AC switch yard of converter station) 反应直流输电系统换流器交流侧设备故障和不正常运行状态的保护。保护一旦检测到故障，将发出指令快速切除并隔离故障设备，或闭锁双极直流系统换流器，以保护换流站交直流设备，避免影响互联交直流系统稳定运行。

换流站（见图）交流开关场配置常规的交流线路、交流母线、重合闸、断路器失灵等保护，这些保护需要考虑换流站各种谐波的影响；除此之外，主要有换流器交流母线过压保护、无功补偿设备的保护和滤波设备的保护。



金华换流站效果图（位于浙江省金华市武义县，换流容量 8000MW，电压等级 ±800kV，是世界电压等级最高的直流换流站。工程于 2013 年 5 月 7 日开始浇筑首基基础，2014 年 2 月 21 日投入试运行）

换流器交流母线过压保护 防止严重的持续过电压对换流变压器和换流器产生损害。保护测量换流器交流母线的每相电压，对基波电压敏感，同时也考虑谐波的作用；相电压与固定的参照值比较，检测异常过电压情况；当交流过电压不能被主要过压抑制措施限制在规定的幅值和持续时间范围内时，切除交流滤波器或无功补偿装置，直至停运直流系统；定值的选择能避免在交流电网操作过电压下保护误动。

交流滤波器保护 用以保护构成交流滤波器组的电容器、电抗器和电阻器设备，也包括并联电容器组、并联电抗器组的元件保护。主要保护功能有交流滤波器电流差动保护、交流滤波器过电流保护、交流滤波器零序保护、交流滤波器失谐监视保护、交流滤波器电容器不平衡保护、交流滤波器桥差过流保护、交流滤波器电阻谐波过负荷保护、高压端电抗谐波过负荷保护、低压端电抗谐波过负荷保护、低压端电容器保护等。交流滤波器的开关是直接影响换流站交直流系统运行的重要部件，必须配置检测信号可靠的断路器失灵保护。

交流滤波器电流差动保护 用于检测滤波器组、电容器组、电抗器组的内部接地和相间短路故障，避免滤波器设备损坏。

保护测量每相高压侧和中性线侧流过滤波器的电流，计算差值，差动保护动作方程为

$$I_{dz} > I_{dz.min}$$

$$I_{dz} > I_{dz.min} + K_{zd} \times (I_{zd} - I_{zd.min})$$

满足以上两个方程时，差动元件动作，式中 I_{dz} 为差动电流；I_{zd} 为制动电流；K_{zd} 为可以整定的比率制动系数；$I_{dz.min}$ 为差动起动电流；$I_{zd.min}$ 为最小制动电流；差动保护延时动作切除滤波器。

交流滤波器过电流保护 保护滤波器组、电容器组、电抗器组，防止过电流的损坏。保护测量每相高压侧电流，当 $I > I_{set}$ 时，保护动作，其中 I 为高压侧电流；I_{set} 为定值。保护可设置多段整定值，分别作用于告警和跳闸。保护动作切除滤波器。

交流滤波器零序保护 通过对滤波器中零序电流变化的检测而设置的滤波器失谐保护，保护滤波器组、电容器组、电抗器组，防止短路损坏。针对滤波器组、电容器组、电抗器组，检测低压端三相合成零序电流，使其免受短路故障的破坏。最重要的是检测差动保护可能检测不出的低压端故障，因为故障电流小。动作公式为

$$(I_A + I_B + I_C) > I_{0set}$$

式中 I_A、I_B、I_C 为低压端的三相电流；I_{0set} 为定值。保护可设置多段整定值，分别作用于告警和跳闸。保护动作切除滤波器。

交流滤波器失谐监视保护 检测双调谐滤波器元件变化。通过检测滤波器低压端零序谐波电流，防止有一相失谐造成不对称而给正常的滤波器带来的过应力损坏。动作公式为

$$I_{0harmtor} / I_{0total} > K_{set}$$

式中 $I_{0harmtor} = \sqrt{I_{0tol}^2 - I_{0fund}^2}$，为零序谐波电流；$I_{0tol}$ 为总零序电流；I_{0fund} 为零序工频电流，K_{set} 为定值。保护对谐波零序敏感，在判断 I_{0tol} 大于 $0.06In$ 后，进入失谐判断。保护动作切除滤波器。

交流滤波器电容器不平衡保护 避免滤波器组、电容器组的电容器，由于元件故障造成电容器雪崩损坏。通常高压电容器由多个元件构成“H”型结构，通过检测中间点的电流而启动电容器的不平衡保护。

保护计算 $\Delta(I_{T2}/I_{T3})$，式中 I_{T2} 为高压端电容器 H 桥电流；I_{T3} 为低压端总电流，当计算值大于整定值时动作。为防止保护的拒动和误动，需要对一次设备的损坏方式、电流变化和耐受电压有精确的计算，然后体现在整定值中。保护动作方式有报警、延时跳闸、立即跳闸。

交流滤波器桥差过流保护 保护 H 桥结构的高压端电容器，避免由于元件故障造成电容器雪崩损坏。当电容器 H 桥的桥差电流大于整定值，保护出口跳闸；作为不平衡保护的后备保护。保护动作方式有报警、延时跳闸、立即跳闸。

交流滤波器电阻谐波过负荷保护 保护滤波器电阻。通

过计算电阻的功率损耗 $P=I^2_{resistor}R$，电阻值为常数。对功率损耗按照电阻的热时间常数进行积分，从而确定电阻上的热应力。如果温度计算值超过电阻的热额定值，保护动作跳交流断路器，保护电阻免受热损坏。保护动作方式有报警、延时跳闸、立即跳闸。

高压端电抗谐波过负荷保护　保护高压端电抗器免受热损坏。保护通过计算高压端电抗器的功率损耗，对功率损耗按照电抗器的热时间常数进行积分，从而确定高压端电抗器上的热应力。电抗的功率损耗 $P=I^2_{reactor}R$，电抗的电阻值随频率变化，即集肤效应，阻抗随频率增加而增大；保护模拟电抗的集肤效应，修正功率损耗。如果温度计算值超过高压端电抗器的热额定值，保护动作，跳交流断路器。保护动作方式有报警、延时跳闸、立即跳闸。

低压端电抗谐波过负荷保护　保护低压端电抗器免受热损坏。计算指标与高压端电抗谐波过负荷保护相同，输入电流为电抗侧电流。保护动作方式有报警、延时跳闸、立即跳闸。

低压端电容器保护　保护滤波器组低压端的电容器。滤波器低压端电抗和电容按工频调谐，通常没有工频电流流过电阻。如果低压电容的熔丝熔断，造成频率偏移额定值，流过电阻的工频电流增加。保护应当在这种情况下动作。为此，通过比较流过电阻的工频电流和流过电容的工频电流，比值超过预定值，保护在一定时延后跳闸。为了补偿制造偏差，保护应当采用实际元件值进行计算。保护动作方式有报警、延时跳闸、立即跳闸。

参考书目

赵畹君．高压直流输电工程技术．2版．北京：中国电力出版社，2011.

huoli fadian

火力发电

(fossil-fired power generation; thermal power generation)　通过燃烧化石燃料（煤、油、气或其他碳氢化合物），将所得到的热能转换为机械能，驱动发电机产生电力的过程。实现这种电能转换技术的工厂称为火力发电厂，其中完成上述能量转换过程的设备组合称为火力发电机组。火力发电主要有蒸汽动力发电、内燃机发电、燃气轮机发电；以煤为燃料的火力发电还包括整体煤气化联合循环发电等洁净煤发电。火力发电机组在发电的同时，又对外供热，称为热电联产。火力发电的发展，主要体现在上述火力发电技术的发展。

火力发电是最早得到实用的发电技术，也是世界上最主要的发电方式。1875 年法国巴黎北火车站首先用蒸汽机发电供附近照明，1879 年美国旧金山建成出售电力的火力发电厂，蒸汽动力发电开始发展；1884 年英国工程师 C. A. 帕森斯制成功率 10hp（7.46kW）多级轴流反动式汽轮机，蒸汽机逐渐被汽轮机所取代；1897 年德国工程师 R. 狄塞尔（R. Diesel，1858—1913）制成可供实用的柴油机，内燃机发电成为火力发电的另一种方式；1939 年瑞士制成 4000kW 发电用燃气轮机，使燃气轮机发电得到应用。燃气-蒸汽联合循环机组发电热效率比同容量蒸汽动力发电机组的热效率高，20 世纪 70 年代以来得到迅速发展；以整体煤气化联合循环发电技术为代表的洁净煤发电技术的研发同期开始进行，1984 年在美国冷水电厂（Cool Water Plant）建成第一座整体煤气化联合循环发电试验装置，验证了整体煤气化联合循环发电技术的可行性；热电联产技术的研发始于蒸汽轮机的应用，最早是在需用蒸汽的工业企业自备电厂中得到验证，继而建起了向区域供热的热电厂。

2011 年世界发电量达到 221 260 亿 kW·h，火力发电量占 68.0%，水力发电和核能发电分别占 15.8% 和 11.7%。表 1 为 1950～2011 年全世界及 4 个主要国家火力发电发展概况；表 2 为 2010 年全世界发电量和发电装机容量居前 10 位的国家电力概况。

表 1　全世界及 4 个主要国家火力发电发展概况

年份	世界合计			美国			俄罗斯（苏联）*			日本			中国		
	发电量	其中火电		发电量	其中火电		发电量	其中火电		发电量	其中火电		发电量	其中火电	
	亿 kW·h	亿 kW·h	%	亿 kW·h	亿 kW·h	%	亿 kW·h	亿 kW·h	%	亿 kW·h	亿 kW·h	%	亿 kW·h	亿 kW·h	%
1950	9589	6162	64.3	3887	2880	74.1	912	785	86.1	463	85	18.4	46	38	82.9
1960	23 577	16 139	68.5	8442	6941	82.2	2923	2414	82.6	1016	570	56.1	594	520	87.5
1970	50 690	26 992	73.0	16 398	13 673	83.4	7409	6129	82.7	3506	2749	78.4	1159	954	82.3
1980	80 176	55 891	69.7	22 896	17 538	76.6	12 940	10 371	80.1	5468	3816	69.8	2855	2279	79.8
1990	113 005	71 363	63.2	30 342	21 036	69.3	16 361	12 041	73.6	8133	5240	64.4	5903	4652	78.8
1995	126 044	77 875	61.8	33 494	22 939	68.5	8152	5460	67.0	9359	5680	60.7	9563	7561	79.1
2000	146 124	93 231	63.8	37 973	26 925	70.9	8313	5443	65.5	9896	5834	59.0	12 806	10 415	81.3
2005	173 187	114 243	66.0	40 426	29 095	72.0	9019	5884	65.2	10 295	6393	62.1	23 700	19 221	81.1
2008	191 575	128 617	67.1	41 076	29 267	71.3	9846	6651	67.6	10 172	6679	65.7	32 807	26 186	79.8
2009	190 713	126 677	66.4	39 384	27 265	69.2	9399	6102	64.9	9887	6167	62.4	35 084	28 025	79.9
2010	202 253	134 733	66.6	41 122	28 834	70.1	9838	6543	66.5	10 518	6641	63.1	39 041	30 630	78.5
2011	221 260	150 540	68.0	40 991	27 903	68.1	9963	6687	67.1	10 507	7807	74.3	45 773	35 955	78.6

* 1995 年及以后数据指俄罗斯，其余年份指苏联。

资料来源：美国能源信息管理署（EIA）。

表 2　2010 年全世界发电量和发电装机容量居前 10 位的国家电力概况

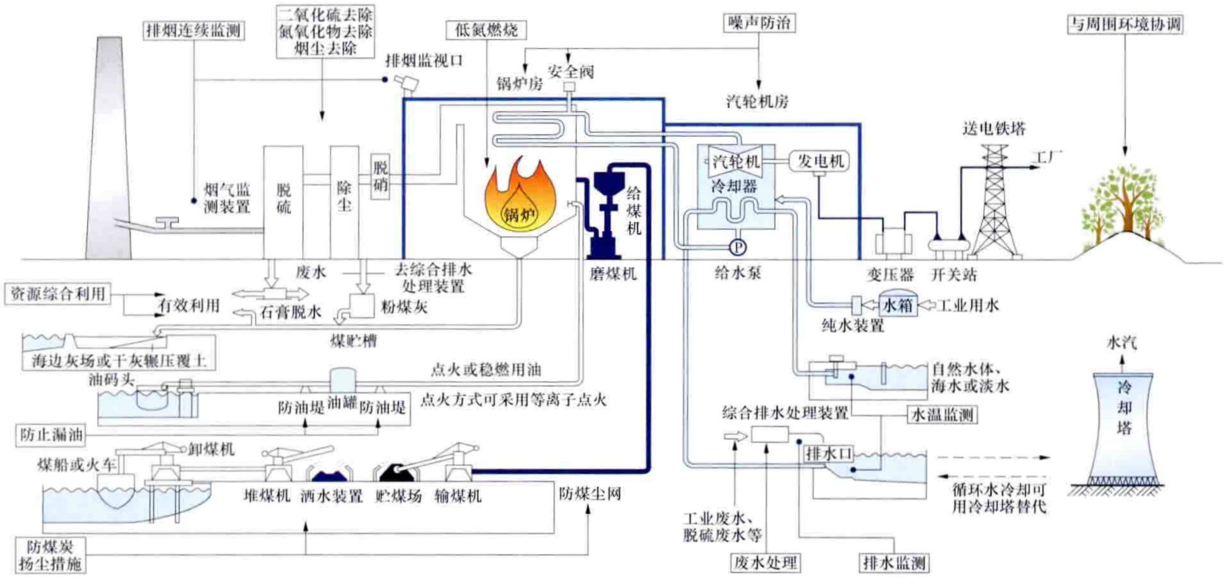
序号	国家	发电量（亿 kW·h）	水电（%）	火电（%）	核电（%）	装机容量（万 kW）	水电（%）	火电（%）	核电（%）
1	美　国	41 122	6.3	70.1	19.6	10 396	7.6	75.3	9.7
2	中　国*	42 278	16.2	73.4	1.8	96 641	22.4	73.4	1.1
3	日　本	10 518	7.7	63.1	26.0	28 703	7.8	63.5	17.1
4	俄罗斯	9838	16.8	66.5	16.5	22 911	20.5	68.4	10.6
5	印　度	9041	12.5	82.9	2.2	20 809	19.5	70.8	2.2
6	加拿大	5909	58.9	23.4	14.6	13 695	54.7	31.7	9.2
7	德　国	5880	3.4	58.9	22.7	15 322	2.8	46.0	13.4
8	法　国	5371	11.4	9.8	75.8	12 427	14.7	22.1	50.8
9	巴　西	5069	78.8	11.9	2.7	11 373	71.0	19.6	1.9
10	韩　国	4675	0.8	68.6	30.2	8466	1.9	71.1	20.9

资料来源：美国能源信息管理署（EIA）。中国的数据来源于中国电力企业联合会统计资料。

蒸汽动力发电技术的发展　蒸汽动力发电是指利用化石燃料燃烧释放的热能，产生具有一定压力和温度的蒸汽，蒸汽的热能在汽轮机中转换为机械能，再通过发电机转换为电能的发电方式。在未来较长时期，这种发电方式在火力发电领域中还将占主要地位。100多年以来，随着发电设备设计和制造水平的提高，蒸汽动力发电技术有了很大的发展变化，主要体现在单机容量增加和蒸汽参数的提高、电厂容量的增大、自动化水平的提高以及环境保护设施的日益完善等诸多方面。图为燃煤发电系统示意图。

单机容量　20 世纪初，汽轮发电机组的单机容量为 1000kW～1 万 kW，1924 年到 5 万 kW，1925 年到 10 万 kW，1930 年到 20 万 kW，1955 年到 30 万 kW，1960 年到 50 万 kW，1963 年到 70 万 kW，1965 年到 100 万 kW，1969 年到 110 万 kW，1972 年到 130 万 kW（双轴），1981 年到 120 万 kW（单轴）。

从 20 世纪 90 年代开始，随着技术的不断完善，大容量机组的等效可用系数已超过 92%，可用率已得到显著提高。世界上装有单机容量 80 万 kW 及以上机组的国家主要有美国、俄罗斯、日本、德国和中国。



燃煤发电系统示意图

蒸汽参数　提高蒸汽参数是提高机组效率的主要措施。20 世纪初，汽轮机蒸汽参数一般为低压参数（主蒸汽参数为 1.28MPa/200℃～300℃）；20 世纪 30 年代开始采用中压参数（主蒸汽参数为 2.84MPa/400℃）和高压参数（主蒸汽参数为 8.6MPa/490℃）；20 世纪 40 年代初欧美国家开始采用超高压参数（主蒸汽参数为 13.7MPa/500℃）和亚临界参数（主蒸汽参数为 15.9MPa/500℃）；20 世纪 50 年代开始，美国率先发展超临界参数（主蒸汽参数为 24MPa/540～560℃）和超超临界参数（主蒸汽压力大于或等于 27MPa，或主蒸汽压力大于或等于 24MPa 且主蒸汽和再热蒸汽温度大于或等于 580℃）。1960 年在美国埃迪斯通（Eddystone）发电厂投运的 32.5 万 kW 1 号机组，蒸汽参数达到 34.5MPa/650℃/566℃/566℃，二次中间再热，后由于高温材料问题参数降低到 31MPa/610℃/560℃/560℃运行。

在 20 世纪七八十年代，超临界机组的蒸汽温度基本保持在 540～560℃的范围。从 20 世纪 90 年代开始，由于环保要求日益严格，同时新材料开发成功，国际上超超临界参数机组得到了快速发展。超超临界技术领先的国家主要有日本、德国、丹麦和中国，表 3 给出了日本、德国、丹麦和中国投产的主要蒸汽动力发电机组蒸汽参数情况。

蒸汽参数提高的下一阶段发展目标是使主蒸汽和再热蒸汽温度达到 700℃级别，国际上开展 700℃超超临界技术开发的地区和国家有欧盟、美国、日本和中国。

欧盟于 1998 年启动了“700℃先进超超临界燃煤发电技术”发展计划，简称“AD700”计划，其目标是开发 50 万 kW 级、蒸汽参数达到 35MPa/700℃/720℃的超超临界机组。

美国能源部于 2001 年启动了先进超超临界发电技术研发计划，其目标是开发 75 万 kW 级、蒸汽参数为 35MPa/

730℃/760℃的先进超超临界发电技术，并分别于2001年和2005年启动了“超超临界燃煤电站锅炉材料”和“超超临界燃煤电站汽轮机材料”的研发计划。

表3　日本、德国、丹麦和中国主要蒸汽动力发电机组蒸汽参数情况

国家	电厂名称	机组容量（万kW）	蒸汽参数（主蒸汽压力/主蒸汽温度/一次再热蒸汽温度/二次蒸汽再热温度）	投产年份
日本	松浦（Matsuura）电厂1号机组	100	24.1MPa/566℃/566℃	1991
	松浦（Matsuura）电厂2号机组	100	24.1MPa/593℃/593℃	1997
	三隅（Misumi）电厂1号机组	100	24.1MPa/600℃/600℃	1998
	橘湾（Tachibanawan）电厂	105×2	25MPa/600℃/610℃	2000
	矶子（Isogo）电厂2号机组	60	25MPa/600℃/620℃	2009
德国	博茨堡（Boxberg）电厂	90	26.8MPa/545℃/580℃	1999
	利本道夫（Lippendorf）电厂	93×2	26MPa/550℃/580℃	1999～2000
	尼德豪森（Niederaussen）电厂	101.2	27.4MPa/580℃/600℃	2002
丹麦	埃斯比约（Esbjerg）电厂3号机组	41.2	25MPa/560℃/560℃	1991
	北日德兰（Nordjyllands）电厂3号机组	41.2	28.5MPa/580℃/580℃/580℃	1998
	阿维杜（Avedore）电厂2号机组	37.5	25MPa/580℃/600℃	2001
中国	玉环发电厂	100×4	26.25MPa/600℃/600℃	2006～2007
	邹县发电厂7、8号机组	100×2	25MPa/600℃/600℃	2006～2007
	外高桥第三发电厂	100×2	27MPa/600℃/600℃	2008

日本政府于2008年启动了“先进超超临界发电技术”研发计划，简称“A-USC计划”，其目标是开发60万kW级、蒸汽参数为35MPa/700℃/720℃的先进超超临界机组。

中国政府于2011年启动了“国家700℃超超临界燃煤发电技术”开发计划，成立了国家700℃超超临界燃煤发电技术创新联盟，其目标是开发60万kW级、蒸汽参数为35MPa/700℃/720℃的超超临界机组。

电厂容量　电厂容量与单机容量、所在地区电网结构及电网规模密切相关。20世纪50年代以前，各国火电厂的容量大多不超过50万kW；20世纪60年代陆续出现容量超过100万kW的火电厂；20世纪60年代中期之后，30万～70万kW机组得到大量应用，开始出现容量超过200万kW的火电厂；随着单机容量增大为80万～130万kW，20世纪70年代中期电厂容量突破300万kW。

截至2011年底，全世界最大的火力发电厂为韩国保宁(Boryeong)发电厂，火电装机容量为580万kW，包括8台50万kW燃煤机组和12台15万kW燃气-蒸汽联合循环发电机组。

自动化水平　20世纪40年代以前，发电厂的单机容量不大，系统较简单，以采用就地手动控制为主，仅对参数快速变化的个别设备辅以自动控制，使用大量就地显示仪表和记录仪表监视过程参数，自动化水平较低；20世纪40～60年代，随着机组单机容量增大，就地控制逐步发展为控制室集中控制；自20世纪60年代开始，随着计算机技术的发展，又发展为以计算机为中心的炉、机、电协调控制的集中控制系统，显示仪表和记录仪表被替代，集中控制系统除执行机组起停、负荷调节、事故处理和保护等功能外，还包括执行数据采集、性能计算、故障报警、屏幕显示、事故追忆、制表打印等多项功能，电厂自动化水平得到较大提高。

环境保护　蒸汽动力发电厂环境保护主要是针对电厂排放的烟尘、二氧化硫、氮氧化物等大气污染物，温排水及废污水等水污染物，灰渣、脱硫石膏等固体废弃物，噪声污染等根据环保标准要求采取必要的治理措施，以使电厂污染物排放满足所在国或地区的环保标准要求。环保技术的发展主要体现在蒸汽动力发电厂烟尘、二氧化硫、氮氧化物等污染物排放控制技术的发展上，其总体趋势是朝着环保标准要求更严格的方向发展。（见《综合卷》火电环境保护）

烟尘排放控制技术经历了水膜除尘器、静电除尘器、袋式除尘器的发展历程，除尘效率从70%发展到99.99%。

二氧化硫排放控制技术自问世以来，世界各国主要采用石灰石-石膏湿法烟气脱硫技术，随着该项技术的不断完善，其脱硫效率可达98%。但由于该项技术要消耗大量的水资源，所以日本、德国等国家研究采用活性焦干法脱硫技术，并已在部分电厂采用。

氮氧化物排放控制技术方面，世界各国主要采用低氮燃烧技术（脱硝效率25%～40%）、选择性非催化还原(SNCR)技术（脱硝效率25%～40%）和选择性催化还原(SCR)技术（脱硝效率80%～90%）。

随着环保标准的日益严格，欧美等发达国家对燃煤电厂汞等重金属排放限值做出了规定，中国在GB 13223—2011《火电厂大气污染物排放标准》中也首次提出汞的排放限值。

内燃机发电技术的发展　内燃机发电以其热效率高、燃料适应性强、结构紧凑，安装简便、运行灵活等优点而被广泛应用。内燃机发电技术从诞生到现在经历了100多年的发展，期间单机发电功率从最初的1kW发展到6.8万kW，热效率从最初的4%发展到45%。但由于间歇换气以及制造的困难，内燃机单机功率的提高受到限制，主要作为孤立电源和应急电源而被现代电厂广泛采用。

随着世界范围内常规天然气、煤层气和页岩气的大规模开发，以燃气内燃机作为原动机的分布式能源供应系统具有广阔的发展空间。

燃气轮机发电技术的发展　燃气轮机发电机组能在无外界电源时快速起动，可以用作紧急备用电源和电网调峰机组。随着燃气轮机单机容量的增大和热效率的提高，特别是燃气-蒸汽联合循环发电技术的不断完善及其优良的环保性能，以及世界范围内天然气资源的持续开发，燃气轮机发电

机组还能够承担基本负荷和中间负荷。燃气轮机提高性能的关键是提高初温和增大压缩比。早期燃气轮机的初温为600～700℃，压缩比在10以下；现主流燃气轮机（F级）初温已达1300℃，压缩比已达15～17；先进燃气轮机（H级）的初温已发展到1430～1500℃，压缩比已达23～30。

燃气轮机的排气温度较高（450～600℃），利用排气余热产生蒸汽，驱动汽轮机发电，组成燃气-蒸汽联合循环发电，可大大提高发电热效率。燃气-蒸汽联合循环发电技术的提升取决于更高参数燃气轮机的开发。截至2011年底，美国、欧洲和日本已有7台H级联合循环机组投入运行或即将投入运行，联合循环效率达60％。

整体煤气化联合循环发电技术的发展 是将煤炭气化、净化与燃气-蒸汽联合循环发电相结合的一种洁净煤发电技术。IGCC发电技术的开发和研究始于20世纪70年代。美国在1984年建成世界上第一座具有商业化规模的试验装置冷水电厂（Cool Water Plant），在证实了IGCC发电技术的可行性，并取得有关试验数据后，该装置停运。20世纪90年代中期，美国和欧洲先后投产了4座25万kW级的IGCC示范电站，气化炉都采用氧气气化方式，包括坦帕IGCC示范电厂、沃巴什河（Wabash River）电厂、比赫讷姆（Buggenum）电厂、普埃托拉诺IGCC示范电厂，净效率为40％左右；2007年，日本投产了25万kW级勿来IGCC发电厂，气化炉采用空气气化方式，试验运行时净效率达42.9％；2012年11月，中国投产了25万kW级天津IGCC电厂，设计净效率达41％。

IGCC发电技术已经实现商业化，技术已经成熟，并具有实现燃烧前脱碳的优势，存在的问题是可靠性较常规火电低，单位千瓦投资较同级别常规火电高。截至2011年底，美国在建或拟建的IGCC电厂有13座，如坎普（Kemper）电厂；澳大利亚也计划建设IGCC发电项目，如集成干燥气化联合循环（IDGCC）发电项目等。

热电联产技术的发展 在机组发电的同时，利用汽轮机排汽或抽汽，向用户提供热能（蒸汽或热水）。热电联产技术将高品位的热能用于发电，低品位的热能用于供热，实现了能源梯级利用，是一种高效率的能源利用形式。热电联产机组类型主要有抽凝机组、背压机组和低真空循环水供热机组。国外大型热电厂普遍采用大型高效热电机组或背压机组，运行效率高。进入21世纪以来，中国热电联产技术得到了快速发展，单机容量5万kW及以下背压机组、30万kW亚临界及35万kW超临界热电联产技术已普遍采用。除了供热、供电外，以热电厂为热源，采用溴化锂吸收式制冷技术提供冷水的热电冷多联产系统也在逐步发展。随着天然气管网的不断完善和微型燃气轮机的出现，分布式冷热电能源供应系统逐步得到发展，实现楼宇或园区供热、供冷和供电。

展望 世界各国能源发展的事实表明，随着经济和技术的发展，发电用能源在一次能源消费总量中的比例不断增长。尽管受到日益严格的环境约束，火力发电仍将在世界发电能源结构中占有重要地位，根据美国能源信息管理署（EIA）的预测，在未来很长一段时期内，世界火力发电量比例将持续超过60％。

火力发电技术发展中，效率更高的燃气-蒸汽联合循环发电技术得到了快速发展；洁净煤发电技术包括新一代超超临界发电技术、整体煤气化联合循环发电技术将进一步发展。

火力发电技术中，蒸汽动力发电技术在长期发展中不断完善，是最为成熟和可靠的发电技术，将继续在火力发电领域中占据主要地位。

huobi shijian jiazhi

货币时间价值 （time value of money） 随着时间而变化的货币价值形式。在电力建设项目经济比较中，费用通常用货币表示，并可分为一次性支付费用和每年支付费用两类。此两类费用之间必须通过货币的时值折算才能进行比较。

基本形式 货币时间价值有现在值、将来值、等年值3种形式。

（1）现在值。某一指定年份的货币价值，而且一般是指作为方案比较的起始年份。现在值法是经济比较中常用的方法之一。此法把所有不同年份发生的各种费用都折算到进行方案比较的起始年份，取现在值最小的方案为最优。

（2）将来值。考虑利息后的货币价值形式。它是利率、时间长短和现在值的函数。

（3）等年值。若干年内以每年等额支付的费用。采用等年值法作经济比较时，需将各种形式的费用都折算成等年值，然后再取小者为优。此法能显示不同方案的年效益。

基本转化公式 货币时间价值有两种基本转化公式，即分别由现在值、等年值求将来值。

（1）已知货币的现在值，考虑投资效益和时间长短，求将来值的计算公式为

$$F=P(1+i)^n$$

式中 F 为将来值；P 为现在值；i 为最小投资收益率；n 为计算年数。

（2）已知货币的等年值，考虑最小投资收益率和时间长短，求将来值的计算公式为

$$F=A\left[\frac{(1+i)^n-1}{i}\right]$$

式中 A 为等年值。

I

IEC 61850 biandianzhan tongxin wangluo he xitong biaozhun

IEC 61850 变电站通信网络和系统标准 (IEC 61850 standard for communication network and system in substation) 规范变电站内智能电子设备（intelligent electronic device，IED）之间以及变电站与远方调度控制中心（见电网调度控制中心）之间的通信行为和相关的系统要求的国际标准。该标准由国际电工委员会第 57 技术委员会（IEC/TC57）于 2004 年颁布，是基于网络通信平台的变电站自动化系统通信的唯一国际标准。

发展历史 20 世纪 90 年代初，欧洲和美国同时开展了变电站开放式通信协议标准的研究工作，后经多方协商，决定由国际电工委员会（international electrotechnical commission，IEC）牵头制定统一的国际标准，1995 年国际电工委员会专门成立了 3 个工作组开始制定 IEC 61850 标准，工作组既吸取了已发布标准的成熟经验（IEC 60870-5 系列、UCA2.0、MMS 等），也采用了一些最新的信息技术[以太网通信技术、统一建模语言（unified modeling language，UML）建模技术等]。2000 年 IEC/TC57 战略决策咨询小组（strategic policy advisory group，SPAG）会议决定以 IEC 61850 标准作为制定变电站无缝通信体系标准的基础，这使得 IEC 61850 成为了未来变电站自动化系统的无缝通信标准。自 2002 年开始 IEC 开始陆续发布标准的 10 个部分的第一版。

内容 IEC 61850 标准共 10 部分 14 个分册，每部分内容如表所示。

IEC 61850 变电站通信网络和系统标准的主要内容

系统概貌	1 介绍和概述 2 术语 3 总体要求 4 系统和项目管理 5 功能的通信要求和设备模型
配置	6 变电站自动化系统配置描述语言
数据模型	7 变电站和馈线设备的基本通信结构 7-4 兼容逻辑节点类和数据类 7-3 公用数据类
抽象通信服务	7 变电站和馈线设备的基本通信结构 7-2 抽象通信服务接口（ACSI） 7-1 原理和模型
映射到实际通信网络	8 映射到 MMS 和 ISO/IEC 8802-3 9-1 通过单向多路点对点串行通信链路采样值 9-2 ISO 8802-3 之上的采样值
测试	10 一致性测试

特点 IEC 61850 与之前的一些通信标准的主要区别表现在面向设备对象建立数据模型、自我描述和配置管理、抽象通信服务接口三方面。

面向设备对象建立数据模型 标准摒弃了传统的面向点号及名字的做法，采用了和物理设备相一致的面向设备对象建立数据模型的方式。IEC 61850-7-3、IEC 61850-7-4 两个章节详细规定了变电站自动化系统涉及的数据模型，以及扩展新数据模型的原则和方法，这是首次在通信标准中出现变电站自动化系统数据模型的完整定义，同时也是变电站信息模型标准化以及解决变电站内设备互操作性问题的基础。

自我描述和配置管理 该标准基于可扩展标记语言（extensible markup language，XML）定义了一整套适用于变电站的配置信息自描述语言（structured control language，SCL），并规定了变电站配置文件的格式、配置工具的功能以及工程配置流程，使工程管理的标准化成为可能，也降低了工程数据管理及维护的成本。

抽象通信服务接口（abstract communication service inter-face，ACSI）这是与智能电子设备的一个虚拟接口，该接口提供抽象信息建模方法，定义了变电站应用功能所需要的通信服务模型及信息交换方式，通过将抽象通信服务接口到具体的特定通信服务映射（specified communication service map-ping，SCSM）来实现具体网络通信，使标准能够适应未来网络和通信技术的发展。

作用 IEC 61850 标准解决了过去变电站内、变电站与远方调度中心间存在的多种协议不一致带来的调试难、易出错、难维护的问题，为变电站自动化系统整体实现无缝通信奠定了基础。标准还通过工程配置的标准化，提高工程调试的安全性、可靠性，可以有效缩短工程调试的周期。采用该标准还可使变电站自动化设备具有自描述、自诊断和即插即用的特性，极大地方便了系统的集成，降低了变电站自动化系统的工程费用。

IEC 61850 标准采用了最新的网络通信技术，借助于高带宽、高效率的网络通信平台，改变了过去按点孤立传送信息的模式，使信息按对象整体传送，不仅使通信更高效，也使信息更全面，为变电站实现网络化、信息化奠定了基础。同时网络化的通信平台简化了二次回路的设计，减少了二次电缆的使用，使变电站的建设更经济、更环保。

IEC 61850 标准的第 5 部分描述了变电站自动化系统功能的通信要求和设备模型，主要用于电力系统及其他公用事业中自动化系统（包括调度自动化系统和配电自动化系统）的通信标准化。中国等同采用该标准并定为 GB/T 16657 系列标准。

中国以 DL/T 860—2004《变电站通信网络和系统》等效采用 IEC 61850 标准。

参考书目

何磊．IEC 61850 应用入门．北京：中国电力出版社，2012.

IEC 60870-5 xilie biaozhun

IEC 60870-5 系列标准 (set of standards for IEC 60870-5) 由国际电工委员会第 57 技术委员会（IEC/TC57）第 3 工作组制定的，用于远动、电力系统继电保护及其之间远方通信的规约标准 IEC 60870 的第 5 部分。该标准涵盖了各种网络配置方式（点对点、多点对点、多点共线、多点环形、多点星型）、各种传输模式（平衡与非平衡）、各种电力系统所需要的应用功能和应用信息，是一个完整的标准集合，可满足电力系统中各种网络配置和各种传

输模式的需要。

该系列标准包括标准和配套标准两部分，内容如表所示。

IEC 60870-5 系列标准内容

标准	IEC 60870-5-1	传输帧格式
	IEC 60870-5-2	链路传输规则
	IEC 60870-5-3	应用数据的一般结构
	IEC 60870-5-4	应用信息元素的定义和编码
	IEC 60870-5-5	基本应用功能
	IEC 60870-5-6	IEC 60870-5 配套标准一致性测试导则
配套标准	IEC 60870-5-101	基本远动任务配套标准
	IEC 60870-5-102	电力系统电能累计量传输配套标准
	IEC 60870-5-103	继电保护设备信息接口配套标准
	IEC 60870-5-104	采用标准传输协议子集的 IEC 60870-5-101 网络访问

其中标准部分描述了数据通信的传输帧格式、链路传输规则、应用数据的一般结构、应用信息元素的定义和编码、基本应用功能和 IEC 60870-5 配套标准一致性测试导则。

配套标准部分包括 IEC 60870-5-101、IEC 60870-5-102、IEC 60870-5-103 和 IEC 60870-5-104 四部分内容。

IEC 60870-5-101 配套标准　主要用于远动通信，规定了电网监控与数据采集（supervisory control and data acquisition，SCADA）系统中主站和子站（远动终端）之间以问答方式进行数据传输的帧格式、链路层的传输规则、服务原语、应用数据结构、应用数据编码、应用功能和报文格式等。它适用于传统远动的串行通信工作方式，一般应用于变电站与调度中心（见电网调度控制中心）之间的信息交换，网络结构多为点对点的简单模式或星型模式。

IEC 60870-5-102 配套标准　主要用于集中抄表系统与电量计量表计之间的通信，该配套标准定义了电能计量数据、事件信息和数据终端设备信息等三种信息的传输，使得监控系统和传输电能累计量的数据终端之间实现数据交换和互操作。

IEC 60870-5-103 配套标准　主要用于变电站内部的通信，通常用于站内智能电子设备与变电站控制设备及监控系统之间的通信。该标准针对电力系统常用的遥信、遥测、遥控、遥调信息规定了数据模型，还规定了通用抽象通信服务的方法，并且支持设备制造商进行扩展。由于该标准只说明是用于继电保护设备与控制系统间交换信息，并规定采用 RS485 串行通信方式，而没有规定采用网络通信方式时如何处理，因此，用户分别予以扩展，自定义基于网络通信的 103 规约；同时，为了规范继电保护故障信息管理系统接入各个保护信息子站对通信环境、通信接口的要求，各个电网公司也分别制定了各自的 103 通信规范。

IEC 60870-5-104 配套标准　规定了如何将 IEC 60870-5-101 的远动通信应用与 TCP/IP 提供的传输功能相结合，为将串口通信机制进行实时数据传输改变成采用网络通信创造条件。该标准所涉及的 TCP/IP 的框架包括 X. 25、帧中继（fra-me relay ，FR）、异步传输模式（asychronous transfer mode，ATM）和综合业务数据网络（integrated service digital network，ISDN）等。

IP duomeiti zixitong

IP 多媒体子系统　(IP multimedia subsystem，IMS)

基于 IP 网提供话音及多媒体业务的网络体系架构。IMS 是一种全新的多媒体业务的承载形式，它与分组交换域（packet switched domain）一起实现实时和非实时的多媒体业务，也可与电路交换域（circuit switched domain）进行互操作，能够满足终端用户日益多样化的多媒体业务需求。IMS 是解决移动、固网融合，语音、视频、数据等业务融合的重要方式。

功能　IMS 是对 IP 多媒体业务进行控制的网络核心层逻辑功能实体的总称，包括的主要功能实体有呼叫会话控制功能、归属用户服务器、多媒体资源功能和 IMS 媒体网关。

（1）呼叫会话控制功能（call session control function，CSCF）。CSCF 是 IMS 的核心部分，主要用于基于分组交换的会话发起协议（session initiation protocol，SIP）会话控制。在 IMS 中，CSCF 负责对用户多媒体会话进行处理，用于完成呼叫网关功能、呼叫业务触发功能和路由选择功能。根据功能不同 CSCF 又分为代理 CSCF（proxy CSCF，P-CSCF）、问询 CSCF（interrogating CSCF，I-CSCF）和服务 CSCF（serving CSCF，S-CSCF），三个功能在物理上可以分开，也可以独立。

（2）归属用户服务器（home subscription server，HSS）。IMS 中所有与用户和服务相关的数据的主要数据存储器。存储在 HSS 中的数据主要包括用户身份、注册信息、接入参数和服务触发信息等。用户身份包括私有用户身份和公共用户身份，私有用户身份是由归属网络运营商分配的用户身份，用于注册和授权等用途，公共用户身份用于其他用户向该用户发起通信请求。HSS 是一个逻辑实体，物理上可以由多个物理数据库组成。

（3）多媒体资源功能（multimedia resource function，MRF）。MRF 主要完成多方呼叫与多媒体会议功能。MRF 由多媒体资源功能控制器（multimedia resource function controller，MRFC）和多媒体资源功能处理器（multimedia resource function processor，MRFP）构成，分别完成媒体流的控制和承载功能。MRFC 解释从 S-CSCF 收到的 SIP 信令，并且使用媒体网关控制协议（media gateway control protocol，MGCP）指令来控制 MRFP 完成相应的媒体流编解码、转换、混合和播放功能。

（4）IMS 媒体网关（IMS media gateway，IMS-MGW）。IMS-MGW 提供数据网络和 IMS 间的用户层的链路，提供转码操作。IMS-MGW 由媒体网关控制功能（media gateway control Function，MGCF）控制。IMS 还有出口网关控制功能（breakout gateway control function，BGCF）和信令网关（signaling gateway，SGW）。

发展　IMS 技术由 3G 技术合作组织"第三代合作伙伴计划"（the 3rd generation partnership project，3GPP）在 2002 年启动的 R5（Release 5）规范中正式提出，其最初的目标是解决 3G 网络中多媒体业务的提供问题。由于 IMS 具备控制与承载分离、控制与业务分离、支持多种接入方式等下一代网络的特性，逐步获得了 TISPAN、3GPP2、ITU-T 等标准化组织的认可，并被确定为固定和移动网络提供融合

多媒体业务的核心架构之一。

2007 年之前，各标准化组织对 IMS 的研究各有侧重并相对独立。从 2007 年开始，为了使 IMS 能够更加协调发展，3GPP 分别与 TISPAN 和 3GPP2 达成了在 3GPP R8 版本中统一进行 common IMS 研究的共识。

参考书目

Miikka Poikselka，Georg Mayer. IMS：IP 多媒体子系统概念与服务.3 版．望育梅，周胜，译．北京：机械工业出版社，2011.

强磊，饶少阳，陈卉．IMS 核心原理与应用．北京：人民邮电出版社，2008.

jizu zuhe

机组组合 (unit commitment) 在电力系统短期发电调度计划中，为满足以日或周为周期的逐时段发电需求所制订的机组开停计划。机组组合专指火电机组的开停计划，而对于水火电混合系统通常称为水火电系统开停机计划(hydro-thermal schedule)，以区别于定机组组合下的水火电混合系统有功功率经济分配（hydro-thermal power system economic dispatching）。(见电力系统发电计划)

机组组合是一类混合整数优化问题，目标是使整个周期内系统总发电费用（或燃料用量）降至最低。需要满足的约束条件包括：逐时段的系统总发电与总负荷需求平衡、系统旋转备用要求、机组的最短开停时间要求、机组开停机过程中和相邻时段间调整出力的速度需求等。机组的起停变量是0－1变量，机组最短开停机时间变量是整变量，机组的出力与费用是非线性函数关系，要满足上下限值约束，因此是实变量。由于优化目标是发电费用或燃料用量的最小化，确定机组组合的同时，机组间的发电功率也需要满足经济负荷分配条件。通过机组组合优化，可以达到1%～2%的系统运行费用或燃料用量节约。

机组组合是包含复杂的非线性目标函数和非线性约束条件的混合整数规划问题。以日或数日为周期的机组组合，根据调度需要和适当的计算精度要求，可以采用各类不同程度的简化模型和求解方法，包括早期的优先次序法，以及后来发展的动态规划法、分支定界法、分解协调方法、人工神经网络和遗传算法等优化方法。

jiben fuhe fadianchang

基本负荷发电厂 (base load power plant) 承担电力系统日负荷曲线基本部位负荷的发电厂（见电力系统调峰）。基本负荷一般指日负荷曲线最低负荷以下的部分（见电力系统负荷曲线）。基本负荷大部分由基本负荷发电厂供应，其余一小部分由夜间低谷负荷时不停机的中间负荷发电厂供应。基本负荷发电厂是系统中运行最经济的，除检修或事故停机外，均连续运行，所带负荷变动较小。基本负荷发电厂有径流水电厂、核电厂、按给定热负荷运行的供热式火电厂（见图）、带强制负荷的火电厂、燃用劣质煤的火电厂、洪水期各种类型的水电厂等。水电和火电比重不同的电力系统，基本负荷发电厂的选择也不同。在水电比重大、水库调节性能好的电力系统中，主要由火电厂承担基本负荷。在火电为主的电力系统中，按耗煤微增率的增长顺序，由耗煤微增率（或成本微增率）低的高温高压发电厂承担基本负荷（见等微增率经济调度）。



米东热电厂（位于新疆乌鲁木齐米东区，装机容量2×300MW，于2010年投入运行）（神华神东电力有限责任公司　提供）

jibenxing tongxin guiyue

基本型通信规约 (basic mode control protocol for data communication) 面向字符的半双工或全双工数据链路控制通信规约。它主要适用于网络中数据终端设备（data terminal equipment，DTE）/数据通信设备（data communication equipment，DCE）或DTE/DTE之间的通信。其特点是以码组方式传输信息。典型的基本型通信控制规约是由国际标准化组织（International Standardization Organization，ISO）制定的，共有六个标准。中国在参考了ISO有关标准和其他国家标准的基础上制定了GB/T 3453《数据通信基本型控制规程》，该规程的基本内容包括字符编码与字符结构、传输控制字符、文电格式、站间会话控制、放弃和中断控制、差错控制、信息电文的透明传输和快速数据传输等。

字符编码与字符结构　采用GB/T 1988《信息交换用七位编码字符集》中规定的字符编码。规定了起止式和同步式两种字符结构，如图1所示。

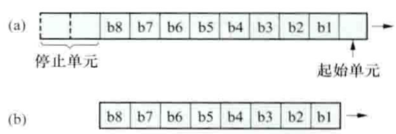


图1　字符结构

(a) 起止式字符结构；(b) 同步式字符结构

传输控制字符　用于定义数据字符序列包含信息的性质或用于传送监控指令的字符，不能将它们作为正文或标题的一部分传输。规定的十种基本传输控制字符定义见表。

基本传输控制字符

字符	含　义
SOH	标题开始（TC_1）：信息文电标题的第一个字符，表示标题开始的传输控制字符
STX	正文开始（TC_2）：引出正文并且结束标题的传输控制字符
ETX	正文结束（TC_3）：结束一个正文的传输控制字符
EOT	传输结束（TC_4）：结束一个或多个正文传输结束的传输控制字符

续表

字符	含　义
ENQ	询问（TC_5）：请求远程站给予应答的传输控制字符
ACK	确认（TC_6）：接收站发向发送站作为肯定应答的传输控制字符
DLE	数据链转义（TC_7）：改变有限个后随字符含义的传输控制字符。它仅用于扩充数据传输控制功能，在DLE序列中，后随字符只能使用图形字符和传输控制字符
NAK	否认（TC_8）：接收站发向发送站作为否定应答的传输控制字符
SYN	同步空闲（TC_9）：同步式传输系统中用作同步的传输控制字符，用以实现和维持数据终端设备之间的同步
ETB	码组传输结束（TC_{10}）：信息码组结束的传输控制字符。当传输的信息文电分成若干码组时，用以表示信息码组传输结束的字符

文电格式　包括信息文电和监控序列。

信息文电。由标题和正文组成。正文是要传送的信息，标题是与正文传输和处理有关的辅助信息。信息文电或信息码组有五种基本格式，如图2所示。



图2　文电格式
BCC—帧校验码

监控序列。由传输控制字符和图形字符组成的序列。它包括正向监控序列和反向监控序列。正向监控序列是由主站发向从站的控制序列，如探询序列、拆线序列等；反向监控序列是由从站发向主站的控制序列，如对拆线序列的回答序列、对站识别序列的肯定回答序列或否定回答序列等。其具体形式包括：

探询序列—探询地址·ENQ

拆线序列—（前缀）DLE·EOT

对拆线序列的回答—（前缀）DLE·EOT

对站识别序列的肯定回答—（前缀）·ACK

上述形式中的“·”表示字符间连成序列。

前缀可以包括标识信息、地址信息、状态信息和其他所需要信息中的一个或多个信息。

主站是具有选择从站和向从站发送信息文电的权力的站。

从站是从主站接收信息文电的站。

站间会话控制　数据通信阶段包括三个阶段，在不涉及公用交换网络的连接阶段（交换、识别）和拆线阶段的情况下，站间会话控制包括：①建立数据链路（对于点对点系统，采用竞争方式；对于集中式系统，采用探询/选择方式）。②信息传输。③数据链路的拆除。

放弃和中断控制　放弃控制是由主站启动的控制，它包括码组放弃和站放弃中断控制是由从站启动的控制。它包括码组中断和站中断。

差错控制　可采用垂直冗余校验（vertical redundancy check，VRC）、水平冗余校验（longitudinal redundancy check，LRC）和循环冗余校验（cyclic redundancy check，CRC）。一般情况下采用VRC＋CRC，在低速异步通信中则VRC＋LRC。

（1）垂直冗余校验。以字符为基础进行字符奇偶校验。在每个字符后面加一个奇偶校验位，使字符中的“1”和“0”的个数为奇数和偶数。接收端通过校验这种奇偶关系来发现差错。

（2）水平冗余校验。以码组为基础进行差错校验。在发送的信息文电或信息码组后面附加一个按照预定规则生成的码组检验字符（block check character，BCC，信息文电或码组中字符的奇偶校验仍然保留）。接收端根据相同的规则，对收到的信息文电或码组进行检验以便发现差错。

（3）循环冗余校验。更有效的差错校验方法。在发送的信息文电或码组后面附加一个按照预定规则生成的码组检验序列（block check sequence，BCS）。接收端根据相同的规则，对接收到的信息文电或码组进行检验，以便发现差错。

信息电文的透明传输　通过插入或删除的方法实现编码独立的信息电文传输。

快速数据传输　通过可以改变站的主从关系的方法实现快速数据传输。

jibite wuyuan guangwangluo

吉比特无源光网络

（gigabit-capable passive optical network，GPON）　采用点到多点结构、宽带无源光综合接入的技术。GPON具有高带宽，高效率，大覆盖范围，用户接口丰富等优点。GPON的控制管理包括配置管理、故障管理、性能监视、软件升级等功能，管理的业务包括GEM适配层、以太网业务、话音业务、时分复用（time division multiplexing，TDM）业务等。

系统结构　GPON系统由局端的光线路终端（optical line terminal，OLT）、用户端的光网络终端（optical network terminal，ONT）/光网络单元（optical network unit，ONU）、连接前两种设备的单模光纤（single mode fiber，SM fiber）和无源分光器（splitter）组成的光分配网络以及网管系统组成。

在物理层，GPON采用单纤波分复用技术实现单纤双向传输，上行波长1260～1360nm（标称波长1310nm），下行波长1480～1500nm（标称波长1490nm）。GPON的传输数据速率包括下行2.5Gbit/s、上行1.25Gbit/s非对称和上下行2.5Gbit/s对称两种，其中非对称方式较常见。YD/T 1949.2《接入网技术要求——吉比特的无源光网络（GPON）第2部分：物理媒质相关（PMD）层要求》规定了两类衰减范围：①ClassB，链路预算（衰减10～25dB）；②ClassC，链路预算（衰减15～30dB）。物理层传输距离为20km，可支持1：16/32/64的分路比。

传输汇聚层是GPON技术的核心，主要完成上行业务流的接入控制和ONU注册功能。GPON能够同时承载异步传输模式（asynchronous transfer mode，ATM）信元或GEM帧（GPON encapsulation method），GEM帧封装效率高达94%，可以充分利用带宽资源对多种业务实现通用映

射。实现对以太网、时分复用、同步数字体系（synchronous digital hierarchy，SDH）、互联网协议（internet protocol，IP）、多协议标志交换（multiple protocol lable switching，MPLS）等多种业务的支持。GPON 可以为综合业务提供严格的 QoS 保证。

发展　GPON 由全业务接入网（full service access network，FSAN）组织于 2002 年提出，国际电信联盟（International Telecommunication Union，ITU）已颁布 GPON 的 G984.1～G984.6 共 6 个标准，分别涵盖 GPON 系统构架、物理媒质相关层、传输汇聚层、ONU 管理控制协议以及对增强的波长使用和距离扩展的规定。

随着 GPON 技术的成熟应用，ITU 开始了下一代 GPON 技术的研究，已经发布了 G.987 系列标准。

参考书目

原荣．宽带光接入技术．北京：电子工业出版社，2010.

ji baohu

极保护　(protection of pole)　反应双极直流输电系统两端换流站内，任何一极的各种设备故障和不正常运行状态的保护。保护一旦检测到故障，将发出指令快速闭锁故障极，并与另一极运行设备隔离，以保护极设备，避免影响互联交直流系统稳定运行。（见直流输电系统保护）

每端每极由多个换流器串、并联时，测量连接点的每个相连换流器最近的电流，组成差动保护，作为换流器连接线故障的保护。对于有源直流滤波器的保护特点是，其电子回路部分的自检、多重配置及主备故障切换。

极保护主要包括直流过电压保护、直流欠电压保护、直流谐波保护、极母线保护、极中性母线保护、直流极差保护、接地极线开路保护、直流滤波器过载保护、直流滤波器电容不平衡保护、直流滤波器差动保护、功率反向保护、中性母线开关保护等。

直流过电压保护　在直流系统发生逆变器先于整流器闭锁，直流线路断线，分接开关不正常运行等，导致直流电压异常升高时，保护所有承受直流电压的设备。保护通过测量直流电压和直流电流、触发角来检测直流线路过电压。对极母线直流电压和直流电流的监测，可以判断极母线的开路故障，并采取停运直流极系统的保护措施。保护与控制中的过压限制器、低压限流功能、直流线路保护配合。直流电压超过整定值，保护发出指令切换到冗余控制系统，并且，超过另外一个整定值，在一定延时后发出闭锁极换流器指令。

直流欠电压保护　极换流器和直流线路，以及整个极直流系统扰动的后备保护，防止直流系统设备在异常情况下运行而损坏。保护通过测量直流电压和直流电流，并结合触发角，检测直流系统的低电压。当直流电压降到参考值以下，而触发角大于参考值，并且直流电流也大于其参考值，保护发出切换到冗余控制系统的指令；当控制系统切换后，触发角和直流电流进一步增加，则保护发出闭锁极换流器指令。此保护与低压限流，直流线路保护功能配合；对于交流系统故障引起的直流欠压，保护延时适当加长，以便交流故障清除后恢复，减少直流输电系统的停运。

直流谐波保护　在换流器电流中检测阀扰动、交流系统扰动和控制设备缺陷引起的异常谐波，作为直流系统后备保护。直流电流经过基频和二次谐波的滤波；当这些谐波电流超过预定值时，保护动作；当谐波电流较小时，仅在一定延时后给出报警；当谐波电流较大时，先后停运相关的极。该保护与换相失败保护、阀触发异常保护和交流保护的最长故障清除时间相配合（为避免双极停运，两个极的保护定值或延时应有所不同）。保护动作切换到冗余控制系统，极换流器闭锁，交流侧断路器跳闸，极隔离。

直流极母差保护　直流输电系统的每端每极可由多个换流器单元串联或并联组成，通过检测连接极母线的换流器高压端电流、直流滤波器电流以及流入直流极线路的电流，计算它们的差值，对极母线或连接于极母线的相关设备（如平波电抗器、滤波器或电容器）的接地故障进行保护。对于空气绝缘的平波电抗器一般没有特殊的保护配置，但应配置绕组的温度监视。对于油浸式平波电抗器，其本体保护配置与常规的交流变压器保护相同。保护与极直流差动保护配合，检测到电流差定时限动作，切换到冗余控制系统；并且，在一定的延时之后极换流器闭锁，交流侧断路器跳闸，极隔离。

极中性母线保护　通过检测连接中性母线侧换流器低压端电流、直流滤波器电流以及流入接地极线路的电流，计算它们的差值，对极中性母线或连接于极中性母线的相关设备（如滤波器或电容器）的接地故障进行保护。保护与直流极差保护和接地极线开路保护相配合；当检测到电流差定时限动作，切换到冗余控制系统；并且，在一定的延时之后，发出极换流器闭锁、交流侧断路器跳闸、极隔离指令。

直流极差保护　检测换流变压器的阀侧电流、极母线直流线路出口直流电流和极中性母线出口直流电流，测量点范围内的接地故障，包括每极多个换流器和直流滤波器，并且将故障极退出运行与运行极隔离。此保护作为保护范围内其他保护的后备，与阀差动等换流器保护、极母差保护和中性线母差保护相配合；可分为快速不灵敏部分、慢速灵敏部分。保护动作切换到冗余控制系统，并且在一定的延时之后极换流器闭锁，交流侧断路器跳闸，极隔离。

接地极线开路保护　使中性母线设备免受接地极线开路造成的过电压的影响。根据换流器中性母线直流电压和直流电流，可以判断极中性母线和接地极线路的开路故障，并采取停运直流极系统的保护措施。保护测量极中性母线对地电压，较大的持续过电压作为接地电极线开路的判据；当中性母线电压过高时，保护将发出闭合站内接地开关的指令；如果中性母线电压过高的同时，存在较小中性母线电流，这表明接地极线开路，并且有电流流过靠近换流器的避雷器。此保护要与中性母线避雷器特性和中性母线设备承受直流电压能力相配合。中性母线电压高，向中性母线接地开关发出闭合指令；切换到冗余控制系统，并且在一定的延时之后极换流器闭锁，交流侧断路器跳闸，极隔离。

直流滤波器过载保护　为常规结构的直流滤波器设置电流过负荷保护，检测直流滤波器元件过载，使滤波器免受过应力影响。测量通过滤波器组的电流并将它与保护参考值比较；跳闸有足够的延时，以避免短时过载时的保护误动作。保护的整定要与滤波器元件的耐热特性相配合。保护动作切换到冗余控制系统，断开滤波器；如果是最后一组滤波器，或故障电流很大时，闭锁极换流器。

直流滤波器电容不平衡保护　检测电容器的故障，避免直流滤波器组中电容元件的雪崩故障。电容器不平衡保护的参数设置应根据工程进行具体研究，既要灵敏又不应误动，而且应特别注意当电容器组对称损坏时，由于测试不到不平衡电流而出现的保护拒动。例如，测量电容器不平衡电流（或它的三种频率量，即 150、300、600Hz）的有效值，与流过整个直流滤波器的电流（或同一频率的电流量）有效值相比较；当差值（或两个频率量的差值）超过给定值时，才允许保护动作。这个定值在设计时根据电容器元件参数给出。保护动作报警、切除滤波器，如果是最后一组滤波器或故障电流很大时，则闭锁极换流器。

直流滤波器差动保护　检测直流滤波器范围内的接地故障。在极母线侧和中性线侧，测量流过滤波器的谐波电流，并与保护参考值比较；与直流极差保护配合。保护动作切除滤波器；最后一组滤波器或故障电流很大时闭锁极换流器。

功率反向保护　主要目的是检测控制系统故障造成的极功率反向，以保护互联交流电网和交流发电机。保护测量直流电流和直流电压；如果直流线路电压在一定时间（典型的 0.5s）内超过确定的低值并且极性改变，这是功率反向的判据；在一定时间内功率方向改变，并且超过功率预定值，保护将动作退出该极。功率水平将决定保护动作，功率较低时，会发生系统的切换；当功率达到两个较高定值时，将分别发生慢速和快速闭锁。

中性母线开关保护　中性母线开关保护是当极中性母线开关不能正确地断开极换流器与中性母线的连接，将直流电流转移到接地极线时，重合开关的保护。此保护应与开关的特性相符，只在极隔离时使用。当中性母线开关打开后，测量中性母线的直流电流，如果电流不为零，保护将对它发出重合闸指令。保护动作切换到冗余控制系统，发出指令重合中性母线开关并闭锁。

参考书目

赵畹君．高压直流输电工程技术．2 版．北京：中国电力出版社，2011.

jixian guzhang qiechu shijian

极限故障切除时间　(critical fault clearing time)

见暂态稳定计算。

jicheng dianlu jidian baohu zhuangzhi

集成电路继电保护装置　(integrated circuit relay protection equipment)　以集成运算放大器和集成门电路为基础构成的继电保护设施，属静态继电器。集成电路继电保护包括集成运算放大器和逻辑电路两部分，集成运算放大器用于交流信号的运算、处理和线性放大，用以构成故障起动和测量元件。逻辑部分用集成门电路构成。装置的跳闸出口继电器可用干簧继电器、小型电磁继电器或可控整流器。

集成运算放大器　集成运算放大器是一个由多个晶体管组成的差动放大器，有两个输入端，一个输出端和正、负电源引出端。有的运算放大器还有调零和连接消除自激的补偿电容的端子。

等效电路　图 1（a）是运算放大器的等效电路。U_N 所在输入端叫做反相输入端，U_P 所在输入端叫做同相输入端。输入阻抗是一个电阻网络，有差模（信号加在两输入端子之间）和共模（信号同时加在两输入端子和 0V 之间）两种接法。输出是一个电压源，产生电动势 $K_0(e_2-e_1)$，此处 K_0 是运算放大器的开环放大倍数即开环增益。主要参数有开环增益 K_0、共模抑制比（common mode rejection ratio，CMRR）、输入阻抗和最大输入电压等。

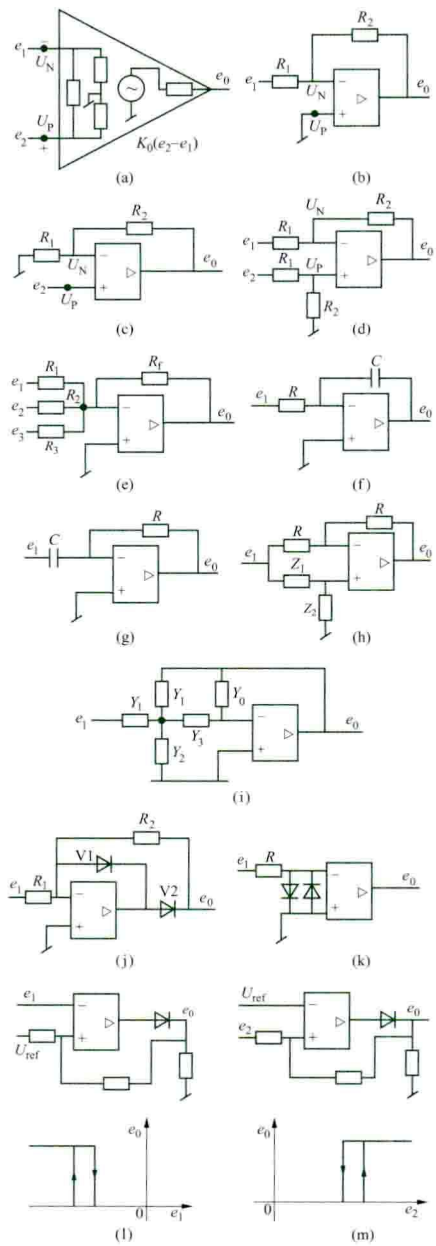


图 1　运算放大器的等效电路和基本电路
(a) 等效电路；(b) 负反馈反相放大器；(c) 负反馈同相放大器；(d) 负反馈差动放大器；(e) 加法器；(f) 积分器；(g) 微分器；(h) 移相器；(i) 多反馈环形滤波器；(j) 半波整流电路；(k) 交流波-方波变换器；(l) 反相输入继电触发器；(m) 同相输入继电触发器

基本运算电路　基本运算电路有负反馈反相放大器、负反馈同相放大器和负反馈差动放大器。图 1（b）是负反馈反相放大器，其输出电压和输入电压的关系是 $e_0=-e_1R_2/R_1$，电路的输入阻抗可视为 R_1。图 1（c）是负反馈同相放大器，输出输入关系是 $e_0=e_2(1+R_2/R_1)$，电路的输入阻抗极高，决定于运算放大器的共模和差模输入阻抗。图 1（d）是负反馈差动放大器，$e_0=(e_2-e_1)R_2/R_1$。

虚地　当一个运算放大器工作在不饱和状态（即输出电压未达失真）下，两输入端电压 U_N 和 U_P 相差极小。在分析电路时，常常要运用 $U_N\cong U_P$ 这一特点。在特定的情况下，如 $U_P=0$，则 $U_N\cong 0$，此时的 U_N 端叫做“虚地”，在分析电路时，虚地是一个十分重要的概念。

继电保护常用基本电路　线性电路有线性放大、加减、积分、微分、移相和有源滤波等电路，非线性电路有整流电路、

交流波-方波变换、继电触发器等，见图1（b）～图1（m）。

线性放大　图1（b）～图1（d）中任一种放大器都可作为工频信号的线性放大。在反相放大器中如取 $R_2=R_1$，则电路是一个反相器。在同相放大器中如取 $R_1=\infty$，$R_2=0$，则电路是一个跟随器。在上述放大电路中，放大的精度仅取决于与运算放大器相连接的各电阻的精度，而与运算放大器本身的开环增益无关（只要有很大的开环增益）。

加法器　见图1（e），$e_0=-(e_1/R_1+e_2/R_2+e_3/R_3)R_f$，如 $R_1=R_2=R_3=R$ 则 $e_0=-(e_1+e_2+e_3)\times R_f/R$。

减法器　见图1（d），差动放大器就是一个减法器。

积分器　见图1（f），$e_0=-(1/RC)\int e_1\mathrm{d}t$。如 $e_1=E_1\sin\omega t$，则 $e_0=(E_1/\omega RC)\cos\omega t$，电路是超前90°移相器。如 $e_1=E=$常数，则 $e_0=-E_1/RC$，构成一个延时电路。

微分器　见图1（g），$e_0=-RC\mathrm{d}e_1/\mathrm{d}t$。如 $e_1=E_1\sin\omega t$，则 $e_0=-\omega RC\cos\omega t$，电路是滞后90°移相器，微分电路还用于方波的过零检测。

移相器　见图1（h），此电路要求反相输入端的输入电阻与反馈电阻相等；当 Z_1 为电容，Z_2 为电阻，则输出电压移相范围为0°～90°～180°；当 Z_1 为电阻，Z_2 为电容，则移相范围为0°～－90°～180°，这种移相电路的电压放大倍数为1，输出电压的幅值不随移相的角度而变。

有源滤波器　图1（i）所示是一种多反馈环形滤波器电路。如 Y_1、Y_3、Y_4 为电导，Y_2、Y_5 为容性电纳，则电路是低通滤波器；如 Y_1、Y_3、Y_4 为容性电纳，Y_2、Y_5 为电导，则电路是高通滤波器；如 Y_1、Y_2、Y_5 电导，Y_3、Y_4 为容性电纳，则电路是带通滤波器。利用带通滤波器的时间常数可做成记忆元件。

整流电路　图1（j）是半波整流电路。当 e_1 在正半周时，运算放大器输出端为负，V1导通，V2截止，$U_N\cong 0$，$e_0\cong 0$；当 e_1 有负半周时，V2导通V1截止，维持运算放大器闭环的是V2和 R_2，$U_N\cong 0$，输出电压是 R_2 上的压降，不含有V2的压降，故 $e_0=-e_1R_2/R_1$。如果 e_1 很小，不足以使V2导通，则运算放大器将处于开环状态，有非常大的开环增益 K_0，势必维持V2导通，除非 e_1 小到V2导通电压的 $1/K_0$，V2才不能导通，即整流电路的非线性区缩小了 K_0 倍。利用这个基本的半波电路可构成全波整流电路。这种电路也叫做“线性整流”电路。

交流波-方波变换器　图1（k）所示的运算放大器工作在开环状态。输入信号大于数十毫伏后，输出电压即变成梯形波或方波而不再含有原波形中的幅值信息。交流波-方波变换器用于检测交流波的过零时刻和相位比较。

电压比较器和继电器触发器　电压比较器是一个开环工作的差动放大器，用来比较两个直流信号的大小，输出正或负饱和电压。如果待比较电压中的一个是固定的参考电压，比较器就成为一个电平检测器。

在电平检测器电路中加入正反馈，就成为具有继电特性的触发器。图1（l）和图1（m）是两种输出正信号的继电触发器。图1（l）中，当 $e_1<E_{ref}$ 时触发器翻转；图1（m）中，当 $e_2>E_{ref}$ 时触发器翻转。两种电路的返回系数都小于1。

CMOS门电路　CMOS（complementary metal oxide semi-conductor）意为互补型金属氧化物半导体。运用半导体工艺将一个N-MOS三极管和一个P-MOS三极管做在同一衬底上如图2（a），就是一个CM-OS。图中的N-MOS管叫作驱动管，P-MOS管叫作负载管。当输入为低电平时，N-MOS管截止P-MOS管导通，CMOS输出高电平；当输入为高电平时，N-MOS管导通，P-MOS管截止，CMOS输出低电平。当输入为中间值时，两管都导通，输出电平由两管导通电阻的分压决定，一般是 U_{DD} 的一半。如果输入信号只有0和1两个状态，则CMOS具有开关特性，而且是一个反相器。

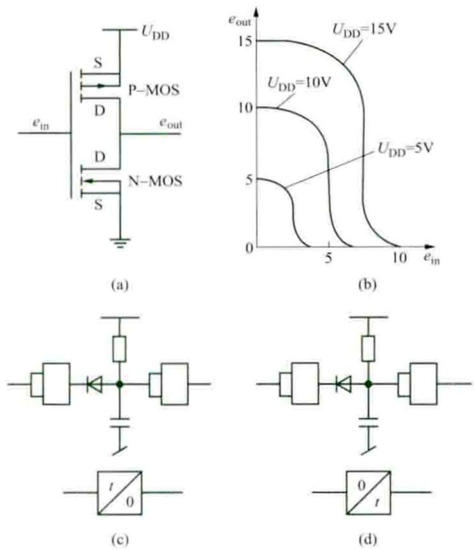


图2　CMOS和CMOS时间电路

（a）结构；（b）输入输出特性；（c）CMOS延时动作电路；（d）CMOS返回延时电路

CMOS门电路是用CMOS开关管制成的各种集成门电路。常用的有或门、与门、异或门、或非门、与非门和反相器（非门）。CMOS门电路输入阻抗高，静态功耗小，阀值电压（能使CMOS翻转的输入电压）高，约为 U_{DD} 的1/2，有较高的抗干扰能力。

CMOS门电路也可用来构成毫秒级时间电路。图2（c）是动作延时电路，图2（d）是返回延时电路。在这两个电路中，第一个门作为开关，控制电容的充电和放电，第二个门作为充电的电平检测。

两个量的相位比较　图3（a）是按方波重叠原理工作的相位比较电路框图，图3（b）是波形图，由于使用了异或门，电路测量的是方波不重叠时间。图3（b）中a、b是正弦-方波变换经整流后的输出信号，c为异或门3的输出波形，当两输入信号状态不同时输出1信号，两输入信号状态相同时输出

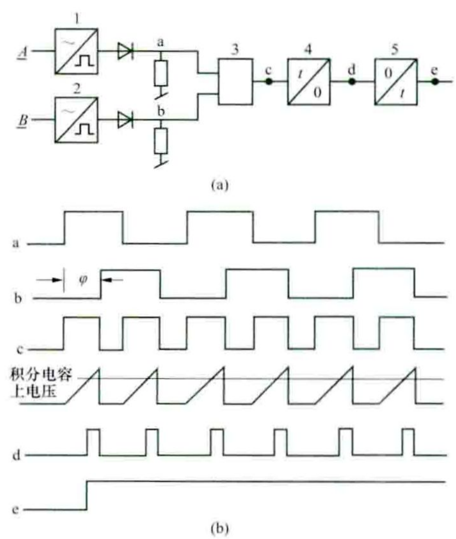


图3　两个量的相位比较

（a）电路图；（b）波形图

零信号。c为1时，积分器4中电容开始充电，c为零时瞬时放电。图中表示两交流量的相角差φ足够大，4中电容充电超过动作值。d为积分器输出，e为经展宽回路5展宽后获得的连续动作信号。在额定频率为50Hz的系统中，如规定积分器的动作时间为5ms，则比相器的动作条件为$270°\geqslant\varphi\geqslant90°$。此电路在交流信号的一个周期内比相两次，故是全波比相。

集成电路保护用的互感器 由于运算放大器能进行包括加减法在内的各种运算，集成电路保护中交流量的加减不借助于互感器二次侧绕组的同极性或反极性串联，一套保护只需一组共用的互感器。（见整流型继电器）

逆变电源 与晶体管型继电保护装置中的不同之处是运算放大器需要±（12～15）V电源。（见晶体管继电保护装置）

整套保护的连续监视和自动闭锁 采用装设在保护装置内的小型自动巡检装置作连续监视和自动闭锁。（见晶体管继电保护装置）

出口跳闸回路 见晶体管继电保护装置。

jidian baohu ceshiyi

继电保护测试仪

(relay protection tester) 利用微型处理器软件计算产生相应的电压和电流的多功能便携式的试验仪器。主要用于对继电保护装置进行型式试验及现场试验。继电保护测试仪中通常都预置了测试电流、电压、阻抗、电流差动、同期、动作时间等物理量的程序，还应具有故障回放功能，即将符合规定格式的故障录波文件通过继电保护测试仪进行回放，从而分析不同的继电保护装置在相同电流、电压环境下的动作行为。继电保护测试仪具有输出回路多、逻辑功能强以及测试程序丰富等特点。

为了能够方便、准确地完成继电保护装置的试验，一般要求继电保护测试仪的电流、电压输出信号的准确度要高于继电保护装置，通常要求幅值和频率为0.5级、相位1.0级，测量时间大于1s时的相对误差不大于5‰、测量时间不大于1s时的时间分辨率不大于0.1ms。

jidian baohu guzhang xinxi guanli xitong

继电保护故障信息管理系统

(protective relays and fault information management system) 能提供电力系统继电保护、安全自动装置（见电力系统安全自动装置）、故障录波器以及其他厂站自动化系统在正常运行和故障状态下产生的故障信息的调度自动化辅助子系统。电网调度控制中心的运行人员利用该系统可以及时、快速、准确地处理故障，恢复电力系统正常运行。该系统也为各级电网调度中心分析系统事故后保护动作行为提供有效工具。

该系统处于安全Ⅱ区（非控制生产区），通过防火墙和处于安全Ⅰ区（实时控制区）的能量管理系统（energy management system，EMS）隔离；通过物理隔离设备与处于安全Ⅲ区（生产管理区）的调度管理信息系统隔离。（见电力二次系统安全防护）

系统结构和主要功能 由子站系统和主站系统实现其主要功能。

子站系统 设置在变电站内，采用工控机或嵌入式系统实现。子站系统接入和管理不同厂家生产制造、采用不同通信协议的变电站内智能装置，进行数据采集和格式转换等处理，然后通过计算机远程网络，按统一有序的数据格式并按优先级传送到电网调度控制中心的主站系统。子站系统可向多个主站系统同时传送数据。其主要功能包括数据采集、数据处理、数据存储、数据库查询、运行管理、图形监视、安全管理、自动对时、当地维护、自恢复等。

主站系统 设置在电网调度控制中心，采用互为热备用的双通信服务器和双数据处理服务器（带磁盘阵列）实现。主站系统与子站系统通信，获取子站系统上传的继电保护、安全自动装置、故障录波器等的信息，存储数据并进行集中分析和处理。主站系统通过通信网关对外进行信息发布。用户利用系统配置的保护和录波等应用工作站进行主站系统设置、操作和维护。也有在区域调度控制端设置分站，它和主站类似，只是规模略小，不具有故障信息上传功能。主站系统的功能包括数据采集、运行监视、数据库管理、保护信息管理、录波器运行管理、图形系统、继电器特性分析、统计分析、专家系统、Web发布及专业化管理、设备管理、定值管理、设备检验、用户权限管理、自动对时等。主站系统可以实现故障诊断、测距、波形分析、历史查询、保护动作统计分析、故障信息整合等。

系统特点 分系统正常运行情况下和发生故障时两种情况。①正常运行情况下能够对接入的子站系统进行监视，及时掌握系统中继电保护设备的运行状况，及时处理二次设备的安全隐患，提高继电保护设备的可用率。②在系统发生故障时能够对子站上传的故障信息进行分析，对故障原因以及故障中继电保护及断路器的动作行为做出判断，为调度员处理事故提供依据。对电网故障包含的各类数据及属性进行详细划分，建立完善的故障信息数据模型，在此基础上实现对故障时间、类型、地点、保护动作情况，以及异常信息、设备状态变更等信息的存储和查询统计。对故障时的模拟量等信息进行任意组合分析，如故障测距、谐波分析、向量分析、功率分析、频率分析、继电器特性分析等。还可基于主站收到的各子站的有关保护、录波和断路器动作信息，利用专家系统事先确立的规则库进行推理，分析判断断路器的动作行为，提示相关信息或指导用户进行下一步的事故处理工作。主站系统具备海量信息处理机制，当发生大面积系统事故时，能准确、迅速地接收故障信息，不能因信息阻塞而导致信息丢失，确保主站系统不崩溃、不死机。

jidian baohu shebei kangganrao shiyan

继电保护设备抗干扰试验

(anti-interference measure of protective relays) 见变电站二次回路及相关设备抗干扰。

jidian baohu shiyan

继电保护试验

(testing of protective relaying equipment)

应用专用的测试设备，用通电试验的方法，研究、考核或设定继电保护装置的动作性能及其起动值的试验。因目的不同，继电保护试验可分为研究性试验、装置型式试验、运行维护试验和事故后验证试验等。

研究性试验 研究新的故障判别原理和开发成套继电保

护装置全过程中进行的探索试验。研究性试验的基本要求，是使被研究的对象在试验过程中尽可能处于和在实际系统中运行时相同的系统参量条件，例如有相同的电流及电压幅值、相位、波形和相应的过渡过程等，并据此建立相适应的成套研究性试验设备。研究性试验的根本任务是验证理论分析结果的正确性和完整性；而在研究性试验中发现的问题，必须有确切完整的理论解释。成套的研究性试验装置主要包括物理模拟与数字模拟两大类，以往研究性试验以物理模拟方式（见继电保护物理模拟试验）为主，随着计算机技术的发展，数字模拟方式（见继电保护数字仿真试验）得到了广泛应用。

装置型式试验　对继电保护装置的性能进行的全面试验。型式试验应用于按照装置规范和标准进行试验，检验新的硬件和软件，试验的目的在于验证继电保护装置的工业适用性（见继电保护型式试验）。

运行维护试验　确证继电保护装置随时处于准备实现设计预定保护功能的良好状态而进行的定期例行试验。一般，继电保护装置较少因动作而损坏，但易受不良条件的影响，例如电子元器件的老化、电缆与连线受潮、绝缘的热老化、电腐蚀引起连线和触点开路等。虽然在现代设备中，对若干可能引起损坏的因素都采取了预防措施，但鉴于继电保护装置正确动作对电力系统安全供电极为重要，定期的运行维护试验是必须的。定期例行试验的周期随装置投入运行时间的不同而有所不同。通常继电保护装置在新投入运行的一年以内，必须进行一次全面的检验试验，而在运行一年以后，各电子元器件已进入稳定工作期，故可每 2～3 年进行一次部分项目的检验试验，每 6 年进行一次全面检验试验。运行维护试验项目一般包括：有选择地核查装置的绝缘水平，触点动作情况，故障起动值与动作特性等，并与上一次检验的结果相对照，以判别装置的工作是否稳定可靠。

事故后验证试验　当继电保护装置在正常运行或系统故障情况下发生了非设计预定的动作或拒绝动作时进行的验证试验。目的是找出原因，及时进行改正。进行故障后验证试验的根本原则是，随时注意使被试验的装置与有关二次回路接线保持原始状态。试验过程中，需要精心地收集、研究并客观地分析各种运行记录，特别是故障录波图、事故顺序记录等，做出故障原因设想，制订有条不紊的检验计划，列出详尽的步序，最好用绝缘电阻表、电压表在不破坏接线回路和不触动继电器触点的条件下，首先对疑点进行检查，必要时才做通电试验。

jidian baohu shuzi fangzhen shiyan

继电保护数字仿真试验　(digital simulation test of relay protection)　通过电力系统数字仿真得到电流、电压等参量，经数模转换与功率放大后输入被试继电保护装置的研究继电保护试验。继电保护数字仿真试验与物理模拟试验类似，都是将继电保护装置置于模拟电力系统中，通过对电力系统各类故障的模拟，考核继电保护装置的动作行为，并以此判断继电保护装置的功能是否满足开发设计要求和电力系统的运行要求。

根据数字仿真的实时计算能力及与被试保护装置间信号的实时交互能力，继电保护数字仿真试验设备主要可分为两类：第一类仿真试验设备能够进行复杂电力系统暂态和动态过程的实时仿真计算，且与被试保护装置进行输入、输出信号的实时交互，从而实现实际电力系统故障及其保护动作相互作用下整个动态过程的实时模拟，主要用于科学研究和有特殊要求的系统试验；另一类仿真试验设备只能按预先设定的简单故障过程进行仿真计算并输出给被试保护装置，或者对其重放预先准备的故障数据，并可通过反馈保护装置的动作信号对其进行考核。后一种仿真试验设备无法实现复杂电力系统数字仿真及其与保护装置之间相互作用过程的实时模拟，但易于在现场对继电保护进行调试和检验。

数字仿真试验与物理模拟试验的不同之处在于：物理模拟试验系统所采用的是缩小的电力元件实体，在试验过程中其动态过程受非线性因素影响，会有一定的离散性，试验结果通常是一个定性的结果；而在数字仿真试验中，其动态过程由于是采用计算机计算得到的，故其结果重复性较好，便于进行继电保护装置的定量性试验，例如距离保护的暂态超越试验等。数字仿真试验系统还可以将符合规定格式要求的现场录波文件进行回放，以此确定不同保护装置在同一故障形态下的动作行为，为分析、查找保护装置的不正确动作原因提供依据。

jidian baohu wuli moni shiyan

继电保护物理模拟试验　(physical simulation test of relay protection)　利用电力系统动态模拟试验系统考核继电保护装置在电力系统故障动态过程中动作行为的继电保护试验，又称继电保护动态模拟试验。电力系统动态模拟试验系统（见电力系统动态模拟）将发电机、变压器和负荷等电力元件微型化，线路由多节集中元件回路等价构成，由这些微型化的电力元件构成微型电力系统，再配以相应的自动控制环节和设备，以及电流互感器与电压互感器，使输入到被试继电保护装置的电力系统参量，特别是那些影响装置动作性能的各种电参量的变化特点符合装置实际接入系统运行时的情况。

继电保护研究试验用物理模拟系统本身有一定容量（例如模拟发电机的容量可达数十千伏安，模拟线路的运行电压可达数千伏），可以将继电保护装置直接接入模拟的电流互感器及电压互感器二次侧进行试验。

通过对模拟试验系统各参数的调整，电力系统动态模拟试验系统可以模拟不同电压等级的电力系统、不同容量的发电机和变压器，以适应继电保护试验的需要。

继电保护物理模拟试验可以对电力系统中可能发生的各种故障类型进行在线模拟，接入模拟系统的继电保护装置可以真实感受电力系统所发生的各种类型的故障。通常，新型继电保护装置开发出来后，都要经过电力系统动态模拟试验，以考核其在各种类型的故障时的动作性能。

jidian baohu xitong kekaoxing

继电保护系统可靠性　(relay protection system reliability)　继电保护系统按预定的保护功能在规定的条件下和规

定的时间内实现对系统或设备保护的能力。继电保护装置是保护电气设备和保证电力系统安全运行的主要装置。对继电保护系统可靠性的要求是保护装置需要动作时应动作，不需要动作时不动作。继电保护装置失效，如出现故障、拒动、误动等，将引起事故或扩大事故，损坏电气设备甚至造成电力系统崩溃瓦解。继电保护失效由一类失效和二类失效构成。一类失效指继电保护装置失效，即系统硬件失效，其发生的概率与系统运行方式无关，可经过失效原因分析处理后的统计数据来计算其概率。二类失效指各保护装置的配合失效，其发生的概率与系统运行方式、故障类型和继电保护配置方案紧密相关，需根据保护配置方案建立可靠性评估模型，计及运行方式和故障类型等因素计算相应概率。一类失效对继电保护系统可靠性施加固定模式的影响，而保护原理、配置和整定方案，系统运行方式以及故障情况将综合影响继电保护系统可靠性，各因素的影响程度和模式取决于各自的实时运行特性。

继电保护系统失效原因　①互感器、断路器故障，继电保护装置执行测量、动作逻辑以及跳闸功能的元件和相关接线发生故障。②单一的保护原理常常不能够适应复杂电网的保护需求，一套继电保护装置也不可能同时采用众多算法以应对所有情况，其在原理设计上就存在失效的可能，需要其他继电保护装置加以弥补。③保护参数的整定和灵敏系数的校验常基于特定系统运行方式，而灵敏系数、保护范围以及设定的配合关系能否保持取决于实时的故障情况，继电保护的选择性和灵敏性受其影响，可能引起保护失效。④保护系统内变送器和信号分析算法都存在幅值误差和相角误差，这些特性与系统实时状态紧密关联，而对信号误差主要基于工程经验进行简单近似处理，存在诸多不确定因素，测量值的误差超过估计范围时，可能造成保护失效。

继电保护系统可靠性指标　用来定量评估继电保护系统可靠性的尺度。主要有瞬时拒动概率指标和瞬时误动概率指标两类，包括一类和二类失效模式，如表所示。

继电保护系统可靠性指标

指标类型	指标名称	计算公式
瞬时拒动概率	瞬时一类拒动条件概率	$FMISCP(t)=1-e^{-\lambda_J(t-t_0)}$
	瞬时二类拒动条件概率	$SMISCP(t)=\prod_{i=1}^{l} SMISCP(t,i)$
	瞬时拒动概率	$MISP(t)=[FMISCP(t)+SMISCP(t)]\times P_s(t)$
瞬时误动概率	瞬时一类误动条件概率	$FMALP(t)=1-e^{-\lambda_W(t-t_0)}$
	瞬时二类误动条件概率	$SMALP(t)=(1-P_r)\times\sum_{i=1}^{l}\sum_{j=1}^{m}[SMALCP(t,i,j)\times P_n(t,j)]$
	瞬时误动概率	$MALP(t)=FMALP(t)+SMALP(t)$

注：t_0 表示上次事件发生的时刻；λ_J 表示一类拒动率；l 表示某一继电保护包含的继电保护装置的数量；$SMISCP(t,i)$ 表示第 i 个继电保护装置的瞬时二类拒动条件概率，计算 $SMISCP(t,i)$ 需要为保护装置建立运行可靠性模型；$P_s(t)$ 表示被保护元件的瞬时故障概率；λ_W 表示一类误动率；m 表示相邻元件的数量；$SMALCP(t,i,j)$ 表示当第 j 个相邻元件故障时第 i 个继电保护装置的瞬时二类误动条件概率；$P_n(t,j)$ 表示第 j 个相邻元件的瞬时故障概率；P_r 表示自动重合闸成功的概率。

参考书目

郭永基. 电力系统可靠性分析. 北京：清华大学出版社，2003.

jidian baohu xingshi shiyan

继电保护型式试验　(relay protection type test)

为了验证继电保护装置能否满足技术规范要求所进行的继电保护试验。由于实验室与工业应用环境的差异，继电保护装置在完成了开发研制工作后，并不能完全适应现场工作环境，还必须进行工业适用性改造，以保证装置能够在复杂的变电站环境中正常工作，同时也必须保证装置使用者的人身安全。所有这些，都需要通过装置的型式试验加以验证。在保护装置的生产过程中，如遇设计、工艺、材料、元器件以及软件有较大改动时，也需通过型式试验验证装置的各项性能是否符合要求。

继电保护的型式试验通常包括功能试验、性能试验、安全试验等。功能试验所涵盖的范围是保护装置的各项功能以及动作准确度，性能试验所涵盖的范围是保护装置在各种环境因素影响下的工作稳定性，安全试验则涵盖了对人身以及设备的安全要求。

jidian baohu yunxing guanli

继电保护运行管理　(relay protection management)

对电力系统继电保护的专业队伍建设、专业管理模式以及继电保护装置的配置选型、定值整定、运行维护、事故分析与统计等的管理。继电保护装置（见图 1～图 3）是保护电气设备和保证电力系统安全运行的主要装置，是电力系统整体的一个重要组成部分。保护装置的配置或使用不当或出现误动、拒动，将引起事故或扩大事故，损坏电气设备甚至造成电力系统崩溃瓦解。继电保护运行管理的目的在于使继电保护正确动作，迅速切除电力系统故障，保护电气设备，保证电力系统安全运行。



图 1　CSC－150 型数字式母线保护装置



图 2　CSC－800 M 型分布式控制单元

电力系统继电保护是一个有机的整体，一般在全电力系统内实行统一管理分级负责的制度。调度机构的继电保护运行管理主要包括技术管理和专业管理两部分，具体实施时其界面有一定的交叉。

继电保护技术管理　主要内容包括：①组织制定所辖电网继电保护专业的技术规程；②对调度范围内的继电保护和安全自动装置的定值进行计算与管理；③参加或组织电网事故分析工作；④对本电网继电保护及安全自动装置的运行状



图 3 CSC－103 B 型数字式超高压线路保护装置

况、动作行为进行统计分析。

(1) 制定技术规程。根据当前技术发展水平、本电网的实际情况以及事故教训等，制定与继电保护专业相关的规程、规定及反事故措施，以及相应的继电保护装置配置与选型原则。

(2) 定值计算与管理。电力系统的电气设备不允许无继电保护运行，且全网继电保护装置的定值（包括动作阈值和动作时间）必须协调配合，应根据所在电网的运行特点及被保护设备的具体情况配置继电保护装置，须根据电力系统运行方式的变更或继电保护装置的变更对新建和改建工程编制或修订继电保护定值整定方案，并进行相应的定值计算。凡列入调度运行的继电保护装置都要有正式定值单，新投入或改变定值的继电保护，在投入运行前要经值班调度员依据继电保护定值单核对定值正确后，由值班调度员下达调度命令投入运行，没有定值单或未经核对定值单的继电保护装置不能投入运行。

(3) 事故分析。电网发生事故后，调度机构的继电保护专业管理部门须根据事故时的继电保护及安全自动装置的动作报告、故障录波以及其他事故记录对事故的起因、发展过程、持续时间及事故过程中的继电保护动作行为进行分析；如继电保护、安全自动装置发生了不正确的动作行为，则应组织导致不正确动作的原因进行查找与分析，制订相应的防范措施，必要时尚需下发事故通报或制订反事故措施。

(4) 统计分析。按一定的时间周期对继电保护装置的运行状况及动作行为进行统计、分析，并做出评价，据此就运行管理、设备改造、技术更新等提出相应的建议。

继电保护专业管理　主要包括：①组织制定所辖电网的继电保护专业管理模式；②组织落实所辖电网继电保护专业的技术政策、配置与选型原则、相关规程、规定及反事故措施；③在所辖电网内组织进行技术监督、开展安全检查；④组织对所辖电网的继电保护专业人员进行技术培训等。

(1) 专业管理模式。包括基建验收、运行维护、更新改造等各项业务流程和管理制度；所辖基层专业技术队伍的隶属关系、班组建设等。

(2) 技术监督。贯彻“安全第一，预防为主”的方针，按照依法监督、分级管理、行业归口的原则，在发、输、配电工程设计、初设审查、设备选型、安装、调试、运行维护等阶段对继电保护专业实施全过程的监督，及时掌握继电保护装置的技术状况，建立健全技术档案，发现问题及时提出建议和措施。

(3) 安全检查。目的在于预防继电保护事故，检查的主要内容为专业管理情况、继电保护、安全自动装置运行情况以及规程、反事故措施的落实情况等，通过检查发现存在的问题并提出整改措施。

(4) 专业技术培训。主要目的是提高继电保护专业人员的技术水平，使之与所维护、管理的继电保护、安全自动装置技术水平相适应并有适度超前。培训内容包括继电保护定值整定计算，新型继电保护、安全自动装置的调试和运行管理，继电保护相关规程、规定以及事故通报和反事故措施的学习；培训方法包括专题讲座、技术竞赛或比武等。

jidian baohu zhengding

继电保护整定　(setting of protective relaying)　通过分析计算，确定继电保护装置的动作值、动作时间等，使上下级相邻继电保护装置协调动作的投运前必要工作。继电保护整定的基本内容是保护装置间的选择性安排和核查当保护范围内故障时是否有足够灵敏度。包括无时限保护整定、有时限保护整定、灵敏度检查、继电保护整定手段。

无时限保护整定　无时限保护整定必须保证它只能在被保护元件发生故障时才动作。如果它在相邻电力元件故障时动作，因为它的动作无时限，必然是无选择性的不正确动作。为此，需要通过计算和分析找出在各种实际可能的系统接线运行方式下，在被保护电力元件两侧母线外部发生各种故障时，能使这种无时限保护的动作最为灵敏的一种系统接线运行方式，并按保证此运行方式下保护可靠不动作的原则整定。例如，对无时限的过电流保护，其起动值必须大于任一侧母线故障时通过保护的最大可能电流。

有时限保护整定　当相邻电力元件故障时可能动作的有时限保护，必须和相邻电力元件的保护整定配合，即沿电源算起，当下一级电力元件发生故障时，上一级的继电保护灵敏度必须小于下一级继电保护的灵敏度，同时在动作时间上增加一时延（时限阶段），该时延需考虑下一级断路器的动作时间、保护动作时间的离散值等，前者称为灵敏度配合，后者称为动作时间配合，两者缺一不可。为了实现灵敏度配合，必须通过计算分析，找到一种在下一级发生故障时，使上一级保护的动作相对最为灵敏的一种系统接线运行方式进行整定。一般来说，反应同一故障量的上下级继电保护之间，比较容易取得灵敏度的配合。

灵敏度检查　灵敏度检查是保证故障时保护装置能可靠动作所必需的。灵敏度检查的条件依保护装置的任务而定，作为被保护电力元件故障时的主保护，必须在被保护电力元件故障时能可靠动作；如果作为相邻电力元件的后备保护，则必须当相邻电力元件故障时，也能可靠地动作。检查灵敏度是否足够，一般都有规定要求，必须选择对继电保护的动作最不灵敏的一种系统接线运行方式和在最不利的地点发生最不利的故障类型进行计算分析。

继电保护整定手段　继电保护整定需要作短路电流计算，求通过继电保护的最大和最小电流，母线电压及相邻电力元件故障时的最大和最小电流分配系数等。过去通用的计算工具是直流模拟计算台。现在已普遍应用数字计算机，并开始研究使继电保护整定工作自动化。

参考书目

崔家佩，孟庆炎，陈永芳，熊炳耀．电力系统继电保护与安全自动装置整定计算．北京：中国电力出版社，2006.

高春如．大型发电机组继电保护整定计算与运行技术．2版．北京：中国电力出版社，2010.

jidian baohu zhuangzhi

继电保护装置　(protective relaying equipment)　能独立完成继电保护功能的仪器或设备。继电保护装置的具体形式与其实现技术和构成方式密切相关。随着材料、器件、

制造技术等相关学科的发展，继电保护装置先后经历了机电型、整流型、晶体管型、集成电路型以及微机型五种形式，它们也反映了技术发展的五个阶段。随着材料、器件、制造技术等相关学科的发展，继电保护装置有机电型、整流型、晶体管型、集成电路型以及微机型五种型式，它们也反映了技术发展的五个阶段。

机电型保护装置由电磁型继电器和感应型继电器组成，它们都具有机械转动部件，统称为机电型继电器。电磁型继电器是利用输入电路内电流在电磁铁铁芯与衔铁间产生的吸力作用而工作的一种电气继电器。感应型继电器是利用输入激励量产生的交变（移动或旋转）磁场与该磁场中可动导体（圆盘、鼓或环）所感应的电流之间相互作用力而工作的一种电气继电器。机电型保护装置体积大、消耗功率大、动作速度慢，机械转动部分和触点容易磨损或粘连，调试维护比较复杂。

随着半导体技术的发展，先后出现了采用整流器件的整流型继电保护装置和采用晶体管的晶体管型保护装置。这类保护装置体积小，功率消耗小，动作速度快，无机械转动部分，通称为电子式静态保护装置。1969 年，南京电力自动化设备厂研制成功中国第一套晶体管式线路继电保护装置。

由于集成电路技术的发展，静态继电保护装置向集成电路化的方向发展，以集成运算放大器和集成门电路为基础构成的集成电路保护装置逐步取代了晶体管型保护装置，其体积更小、功耗更低、工作更可靠。

微机型保护装置是以微型计算机为基础构成的继电保护装置，也简称为微机保护。微机保护将被保护对象的电气量和运行状态量引入装置后，经过采样和模数转换器变换成数字量，并对数字量进行故障特征量的计算和分析判断，当满足动作条件时，通过接口电路动作于跳闸或告警。微机保护易于实现性能优良的复杂保护原理，并具有维护调试方便、可靠性高、灵活性大等优点，是电力系统中广泛采用的继电保护装置的构成方式。

参考书目

张保会，尹项根．电力系统继电保护．北京：中国电力出版社，2005.

贺家李，李永丽，董新洲，等．电力系统继电保护原理．4 版．北京：中国电力出版社，2010.

jidianqi

继电器 (relay) 根据输入信号来改变被控制线路通、断状态的电动执行元件。继电器一般都有能反映一定输入量变化（如电流、电压、功率、阻抗、频率、温度、压力、速度、光等）的感应机构（输入部分）；能对被控电路实现通、断控制的执行机构（输出部分）；在继电器的输入部分和输出部分之间，还有对输入量进行耦合隔离，对输入量的大小完成比较、判断和转换等功能处理和对输出部分进行驱动的中间机构（驱动部分）。感应机构在输入量（激励量）的变化达到规定要求时，在电气输出电路中使被控量发生预定的阶跃变化，使执行机构动作，从而实现被控制线路的通、断切换动作。它具有控制系统（又称输入回路）和被控制系统（又称输出回路）之间的互动关系。应用于自动化的控制电路中，它实际上是用小电流去控制大电流运作的一种“自动开关”。

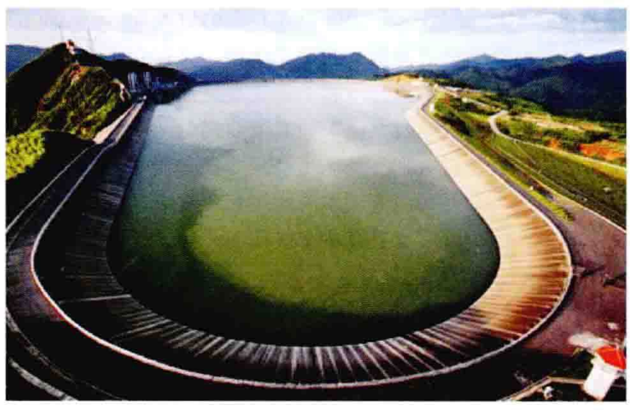
继电器由线圈和触点组两部分组成。感应机构由多铁芯线圈或双金属片、光敏元件、热敏元件、气敏元件等元件之一组成。执行机构由触点机构（有触点式继电器）和晶体管放大电路（无触点式继电器）组成。

继电器类型繁多。按输入信号的性质可分为电压继电器、电流继电器、频率继电器、时间继电器、温度继电器、速度继电器、压力继电器、光继电器等；按工作原理可分为电磁式、磁电式、感应式、电动式、压电式、舌簧式、极化式、电子式继电器，热继电器，光继电器等；按用途可分为保护继电器、控制继电器和通信继电器；按工作电源分为直流继电器和交流继电器。继电器的输入信号与输出信号关系的特性称为继电特性，是典型的非线性特性。包含继电器元件的控制系统为典型的非线性系统。

继电器是具有隔离功能的自动开关元件，广泛应用于电力系统继电保护、自动控制、遥控遥测、通信、广播和航天技术等领域，起控制、保护、调节和传递信息的作用。作为控制元件，概括起来，继电器有如下 4 种作用：①扩大控制范围。例如，多触点继电器控制信号达到某一定值时，可以按触点组的不同形式，同时换接、开断、接通多路电路。②放大。例如，灵敏型继电器、中间继电器等，用一个很微小的控制量，可以控制很大功率的电路。③综合信号。例如，当多个控制信号按规定的形式输入多绕组继电器时，经过比较综合，达到预定的控制效果。④自动、遥控、监测。例如，自动装置上的继电器与其他电器一起，可以组成程序控制线路，从而实现自动化运行。

jianfeng fuhe fadianchang

尖峰负荷发电厂 (peak load power plant) 承担电力系统日负荷曲线尖峰部位负荷的发电厂（见电力系统调峰）。在日负荷曲线（见电力系统负荷曲线）上，一般将平均负荷以上部分称为尖峰负荷。电力系统尖峰负荷的特点是功率高而持续时间短，与之相应的尖峰负荷发电厂则负荷变动大，机组开停频繁，且利用小时低。通常选作尖峰负荷发电厂的有：①非径流式的常规水电厂；②抽水蓄能电站（见图）；③起动时间短，跟随负荷变化快的火电厂，如中压电厂、具有专门设计带尖峰负荷机组的火电厂等；④装有燃气轮发电机组的电厂。



天荒坪抽水蓄能电站（位于浙江省安吉县境内，装机容量 180 万 kW。工程于 1994 年 3 月 1 日正式动工，2000 年 12 月底全部竣工投产，2005 年获中国第 11 届优秀工程设计国家金质奖，同时在第 9 届中国优秀工程勘察评选中获工程地质勘察国家金质奖）

jiangeceng

间隔层 （bay level） 见变电站自动化系统结构。

jiankong yu shuju caiji

监控与数据采集 （supervisory control and data acquisition，SCADA） 对反映电力系统运行状态和参数的实时数据的采集、监视、处理和控制。监控与数据采集由以计算机、通信设备、测控单元为基本组成部分的监控与数据采集系统实现。监控与数据采集系统具有参数越限和开关变位告警、显示、记录、打印制表、事件顺序记录、事故追忆、统计计算及历史数据存储等功能；还可对电力系统中的设备进行远方操作和调节，例如断路器的分合，变压器分接头、调相机、静电电容器等设备的调节或投切，并为电网调度控制的其他各种应用提供实时数据和历史数据，是电网调度自动化系统（见典型调度自动化系统）中最基础、应用最为广泛的功能，适用于各级电力系统调度控制中心（见电网调度控制中心）。

监控与数据采集系统需要实现的最主要的功能是电力系统实时监视和电力系统实时控制。

jianlinxian dianliu chonghezha

检邻线电流重合闸 （auto-reclosing with adjacent line current checking） 见三相重合闸。

jiantongqi chonghezha

检同期重合闸 （auto-reclosing with synchronism checking between line and bus voltages） 见三相重合闸。

jiaoliu caiyang

交流采样 （AC sampling） 见变电站测量与控制技术。

jiaozhiliu hunhe shudian

交直流混合输电 （AC and DC hybrid-transmission）

两个电力系统之间既存在交流连接，又存在直流连接的混合输电形式。其主要特点有：①交直流混合输电的两个交流系统需保持同步运行，这与纯直流联网的两个交流系统可以异步运行有本质区别。②既可利用并联交流通道方便地进行中间抽能，又可利用直流系统实现远距离输电，满足不同送受电需求。③可实现交直流系统间的相互支援，提高系统稳定性和运行可靠性。

交直流混合输电系统构建　交直流混合输电往往是先有交流输电线路，后加直流线路而形成的。先有直流后加交流的例子很少。当两个相距很远的电力系统之间已有交流线路联网而又需要增加联网的输电容量时，面临着是增建同样的交流联网线路，还是增建直流联网线路的抉择问题。增建交流联网线路有三个问题需要考虑：①若起点、落点均与原输电线路不同，则可能存在环流问题。②即使起落点均相同，也存在短路电流增大的问题。③新建线路的输送容量必然受系统稳定、网络参数等因素的制约，不可能得到充分利用。而增建直流联网线路不但可避免上述问题，而且可利用直流联网线路的附加控制功能进行直流调制，以抑制两个电力系统间的振荡，甚至还可以增加原有交流联网线路的输送容量。因此，在技术经济比较中，增建直流联网线路方案往往是有利的。

直流调制　对于交直流混合输电系统，直流调制是一种对于提高整个系统稳定性行之有效的控制方式。直流调制的原理是在直流输电的控制系统中加入附加的直流调制器，从并联的交流联网线路上或从两端交流系统中提取反映交流联网线路是否异常（如功率大幅度突变、振荡等）的信号，来调节直流输电线路传输的功率；利用直流输电传输功率的快速可控性，使之吸收或补偿交流联网线路的功率过剩或缺额，起到阻尼作用，从而消除交流联网线路上的功率振荡和不稳定因素，并提高交流联网线路的输送容量。

直流调制的效果与整个系统的结构有关。一般来说，直流联网线路的容量相对于与之并联的交流联网线路的容量或并联系统容量的比例越大，调制的效果越好。此外，直流调制的效果也与其在系统中的位置以及调制器本身的设计参数有关。

直流调制可分为大方式和小方式两种。大方式直流调制的目的在于提高交流联网线路的暂态稳定性，直流功率调制幅度可达直流联网线路额定传输功率的20%～50%。由于换流器的过载能力很小，采用大方式调制，直流换流装置应留有相应的容量裕度。小方式直流调制的目的在于提高交流联网线路的动态稳定性，抑制功率振荡，其直流功率调制幅度一般只有直流联网线路额定传输功率的3%～10%。

直流调制最早应用于加拿大的魁北克和新布伦斯维克两省之间的交直流并联联网工程中，效果良好。20世纪60年代中叶，美国西部的太平洋联络线双回500kV交流输电线路投产后，连续于1968～1970年在重负荷情况下产生低频振荡。1970年新建与原有交流线路呈并联网架结构的±400kV/1440MW直流联网工程后，利用小方式直流功率调制措施，抑制了并联交流线路的低频振荡，将该线路的输送容量由2100MW提升至2500MW。巴西伊泰普直流输电工程的受端系统支撑能力较弱，换流母线圣罗克（Sao Roque）近区系统存在电压和无功振荡问题，该工程采用无功调制措施改善受端系统电压稳定水平。芬诺—斯堪（Fenno—Skan）直流输电实现了芬兰与瑞典两国的交直流混联，为抑制两国交流联络线低频振荡、提高线路输电能力，该直流调制选择了换流站两端频率差作为调制信号输入的双侧频率调制措施。此外，为提高中国云南与贵州、云贵与广东交流联络断面的振荡阻尼比，区域内的天生桥—广东、贵州—广东Ⅰ回和贵州—广东Ⅱ回共计3回直流输电系统采用直流功率调制措施，改善了系统稳定性，提高了并联交流通道的输电能力。图1和图2分别为贵州—广东Ⅱ回±500kV直流输电工程兴仁换流站全景和控制保护实验基地。

国内外交直流混合输电系统中直流调制应用实例见表。



图 1 贵州—广东Ⅱ回±500kV直流输电工程兴仁换流站全景（中国电力科学研究院 提供）



图 2 贵州—广东Ⅱ回±500kV直流输电工程控制保护实验基地（中国电力科学研究院 提供）

交直流混合输电系统中直流调制应用实例

控制方式	直流工程	国家	电压(kV)	容量(MW)	说明
功率紧急控制	三峡—常州直流	中国	±500	3000	受德宝直流故障驱动，预防潮流转移
频率调制	芬诺—斯堪(Fenno—Skan)直流	芬兰/瑞典	400	500	提高交流系统低频振荡阻尼比
	北海道—本州直流	日本	250	300	抑制北海道频率波动，削减系统旋转备用容量
	纳尔逊河直流Ⅰ、Ⅱ	加拿大	±450/±500	1620/1800	提高送端系统频率稳定水平
	CU直流	美国	±400	1000	提高送端系统频率稳定水平
功率调制	太平洋联络线	美国	±400	1440	抑制并联交流联络线功率低频振荡
	里汉得—德里	印度	±500	1500	抑制并联交流联络线功率低频振荡
	贵州—广东直流Ⅰ、Ⅱ	中国	±500	3000	抑制交流通道低频振荡
	天生桥—广东直流	中国	±500	1800	抑制交流通道低频振荡
无功调制	伊泰普直流	巴西	±600	3150×2	受端SCR小，解决电压振荡问题
	太平洋联络线	美国	±400	1440	提高受端系统电压振荡的阻尼
	葛洲坝—南桥直流	中国	±500	1200	调节无功交换规模，保持换流母线电压水平

参考书目

赵畹君．高压直流输电工程技术．2版．北京：中国电力出版社，2011．

李兴源．高压直流输电系统的运行和控制．北京：科学出版社，1998．

jiedian daona juzhen

节点导纳矩阵

节点导纳矩阵 (node admittance matrix) 以系统元件的等值导纳为基础所建立的、描述电力网络各节点电压和注入电流之间关系的线性方程组的系数矩阵。它给出了电力网络中元件之间的拓扑连接关系和元件参数信息，是电力系统分析计算中最重要的矩阵。矩阵元素由网络节点自导纳和节点间互导纳组成。它是节点阻抗矩阵的逆矩阵。

节点导纳矩阵的基本形式　用数学方法描述网络各节点电压和各节点注入电流之间关系的方程式，称为电力系统网络方程，其最常见的形式之一是导纳矩阵方程，n个节点网络的方程形式如下

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1i} & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & & Y_{2i} & \cdots & Y_{2n} \\ \vdots & & \ddots & & & \vdots \\ Y_{i1} & Y_{i2} & & Y_{ii} & & Y_{in} \\ \vdots & & & & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{ni} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \vdots \\ \underline{U}_i \\ \vdots \\ \underline{U}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \vdots \\ \underline{I}_i \\ \vdots \\ \underline{I}_n \end{bmatrix} \tag{1}$$

式中 $\underline{U}_1$，$\underline{U}_2$，…，$\underline{U}_i$，…，$\underline{U}_n$ 为节点电压；$\underline{I}_1$，$\underline{I}_2$，…，$\underline{I}_i$，…，$\underline{I}_n$ 为节点注入电流；由元素 Y_{11}，Y_{12}，…，Y_{1i}，…，Y_{1n}，Y_{21}，Y_{22}，…，Y_{2i}，…，Y_{2n}，Y_{n1}，Y_{n2}，…，Y_{m}，…，Y_{m} 组成的系数矩阵为节点导纳矩阵。

节点导纳矩阵的非对角元素 Y_{ij}（$i \neq j$）为节点 i、j 之间的互导纳，即支路导纳的负值，其计算式为

$$Y_{ij} = -y_{ij} = -\frac{1}{z_{ij}} \tag{2}$$

式中 y_{ij} 为节点 i、j 之间支路的导纳；z_{ij} 为支路阻抗。若 i、j 之间无直接支路相连，则 $y_{ij}=0$。节点导纳矩阵的对角元素 Y_{ii} 为节点自导纳，等于与该节点相连接的各支路导纳之和

$$Y_{ii} = y_{i0} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n} y_{ij} \tag{3}$$

式中 y_{i0} 为节点 i 对地支路的导纳。

节点导纳矩阵的特点　通常电力网节点导纳矩阵有如下特点：

（1）节点导纳矩阵是一个对称的方阵，矩阵的非对角元素 $Y_{ij}=Y_{ji}$。

（2）节点导纳矩阵是一个稀疏矩阵。由于网络中的相邻

节点之间只有通过支路才具有直接相连接的关系，而平均一个节点只与2～3个节点直接相连，因而矩阵中大量的非对角元素为零。通常大型电力网节点导纳矩阵中的零元素可达90%以上。

节点导纳矩阵的应用　在用计算机分析电力系统时，根据节点导纳矩阵对称和稀疏的特点，20世纪60年代后期开始发展了处理大型稀疏矩阵的程序技巧，如节点编号优化（见电力网节点编号优化），减少消元过程中产生非零注入元的数量以及矩阵非零元素存储技术等。在此基础上，发展和全面更新了电力系统分析计算程序，扩大了解题规模，提高了计算速度。到20世纪80年代，以电力系统潮流计算、短路电流计算、稳定计算为主体的电力系统分析计算机程序都已建立在应用节点导纳矩阵和稀疏矩阵处理技术的基础之上。

jiedian zukang juzhen

节点阻抗矩阵

（node impedance matrix）　以阻抗形式描述电力网络各节点电压和注入电流之间关系的线性方程组的系数矩阵。矩阵元素由网络节点自阻抗和节点间互阻抗组成。它是节点导纳矩阵的逆矩阵。

节点阻抗矩阵的基本形式　用数学方法描述电力网络各节点电压和各节点注入电流之间关系的方程式，称为电力系统网络方程，其最常见的形式之一是阻抗矩阵方程，n个节点网络的方程形式如下

$$\begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & \cdots & Z_{1i} & \cdots & Z_{1n} \\ Z_{21} & Z_{22} & & Z_{2i} & & Z_{2n} \\ \vdots & & \ddots & & & \vdots \\ Z_{i1} & Z_{i2} & & Z_{ii} & & Z_{in} \\ \vdots & & & & \ddots & \vdots \\ Z_{n1} & Z_{n2} & \cdots & Z_{ni} & \cdots & Z_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \vdots \\ \dot{I}_i \\ \vdots \\ \dot{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \\ \vdots \\ \dot{U}_i \\ \vdots \\ \dot{U}_n \end{bmatrix} \quad (1)$$

式中$\dot{U}_1$，$\dot{U}_2$，…，$\dot{U}_i$，…，$\dot{U}_n$为节点电压；$\dot{I}_1$，$\dot{I}_2$，…，$\dot{I}_i$，…，$\dot{I}_n$为节点注入电流；由元素$Z_{11}, Z_{12}, \cdots, Z_{1i}, \cdots, Z_{1n}$，$Z_{21}, Z_{22} \cdots, Z_{2i}, \cdots Z_{2n}, Z_{n1}, Z_{n2}, \cdots, Z_{ni}, \cdots, Z_{nn}$组成的系数矩阵为节点阻抗矩阵。

节点阻抗矩阵与节点导纳矩阵的互逆关系可由下式表示

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1i} & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & & Y_{2i} & \cdots & Y_{2n} \\ \vdots & & \ddots & & & \vdots \\ Y_{i1} & Y_{i2} & & Y_{ii} & & Y_{in} \\ \vdots & & & & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{ni} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & \cdots & Z_{1i} & \cdots & Z_{1n} \\ Z_{21} & Z_{22} & & Z_{2i} & & Z_{2n} \\ \vdots & & \ddots & & & \vdots \\ Z_{i1} & Z_{i2} & & Z_{ii} & & Z_{in} \\ \vdots & & & & \ddots & \vdots \\ Z_{n1} & Z_{n2} & \cdots & Z_{ni} & \cdots & Z_{nn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & \cdots & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & 1 & & 0 & & 0 \\ \vdots & & \ddots & & & \vdots \\ 0 & 0 & & 1 & & 0 \\ \vdots & & & & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & \cdots & 1 \end{bmatrix} \quad (2)$$

由式（2）可知，任一列节点阻抗矩阵元素都可由节点导纳矩阵方程解出，以第i列为例

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1i} & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & & Y_{2i} & \cdots & Y_{2n} \\ \vdots & & \ddots & & & \vdots \\ Y_{i1} & Y_{i2} & & Y_{ii} & & Y_{in} \\ \vdots & & & & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{ni} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_{1i} \\ Z_{2i} \\ \vdots \\ Z_{ii} \\ \vdots \\ Z_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 1 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3)$$

由此节点阻抗矩阵元素的物理意义可表述为：网络中节点i注入单位电流时，其他节点注入电流为0时，网络各节点电压即为节点阻抗矩阵第i列值。

节点阻抗矩阵的特点　通常电力网节点阻抗矩阵有如下特点：

（1）节点阻抗矩阵是一个对称的方阵。矩阵的非对角元素$Z_{ij} = Z_{ji}$。

（2）节点阻抗矩阵是一个满矩阵。

节点阻抗矩阵的应用　电力系统分析计算曾广泛应用节点阻抗矩阵方程求解网络。对于已知节点注入电流求解节点电压的计算，用节点阻抗矩阵方程可迅速求出结果；用节点阻抗矩阵方程迭代求解潮流问题，收敛性好。然而由于节点阻抗矩阵是对称的满矩阵，对计算机的存储量需求大，已逐渐被以节点导纳矩阵为基础的稀疏矩阵算法中的稀疏矩阵替代。尽管如此，用式（3）所示的稀疏矩阵算法求取节点阻抗矩阵的某列元素，用以进行有关计算，仍然是电力系统短路电流计算、复杂故障计算、暂态稳定计算和静态稳定计算经常采用的方法。

jingtiguan jidian baohu zhuangzhi

晶体管继电保护装置

（transisterized relay protection equipment）　以晶体三极管及其电路为基础构成的继电保护设施。晶体管继电保护装置属电子式静态保护装置（见继电保护装置）。晶体管继电保护装置包括故障起动、测量元件和逻辑回路等部分，均以晶体管回路构成。其中的三极管工作于开关状态，不用于线性放大。装置的跳闸出口回路用可控整流器、干簧继电器或小型电磁继电器。

交流量的综合和处理　见整流型继电器。

晶体管继电器电路　包含反应一个交流量、两个交流量的绝对值比较、两个交流量的相位比较三种电路。

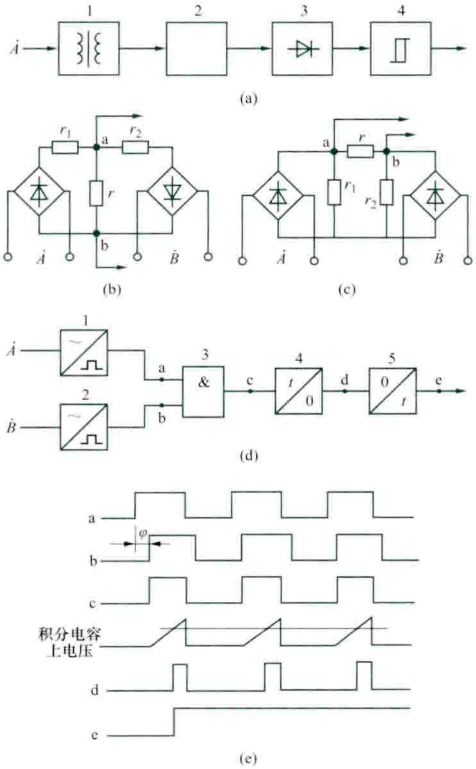
反应一个交流量的继电器　反应一个交流量的继电器有各种单一与综合量（如相序分量）输入的电流与电压继电器，其基本框图如图（a）所示，$\dot{A}$代表输入量，1为隔离与量值变换用互感器，2为综合和处理网络，3为整流桥及输出平滑电路，4为继电触发器。4以前都是无源网络。用调整分压值或门坎电压的方法来给定继电器的动作值。

反应两个交流量绝对值比较的电路　图（b）是环流法接线，图（c）是均压法接线。r_1、r_2为附加电阻，在环流法中用以提高负载电阻r上的电压；在均压法中用以提供电流的通路。a、b是比较器的输出端，执行元件是零指示器。输出端在接至零指示器前，还要经平滑滤波和限幅。电路的动作条件是$|\dot{A}| \geqslant |\dot{B}|$或$|\dot{B}| \geqslant |\dot{A}|$，视输出端a、b和零指示器输入端相对接法而定。继电器的动作特性由$|\dot{A}| = |\dot{B}|$导出。

绝对值比较电路可用来构成各种常用的差动、距离、功率方向继电器等。

反应两个交流量相位比较的电路　图（d）是用测量方

波重叠时间的方法实现两个交流量相位比较的基本电路框图。图（e）是按正逻辑表示的波形图。图（e）中 a、b 是交流波—方波变换器 1 和 2 的输出信号，c 为“与”门 3 的输出信号。当 c 为 1 时，积分器 4 中电容逐渐充电，c 转为零时，则瞬时放电，如图中的锯齿形曲线。图（e）表示两交流波相角差 φ 不大，方波重叠时间足够长，充电电压超过了动作值，积分器有输出如 d，e 为经展宽回路 5 展宽后的动作信号。对于工频 50Hz 的情况，若规定积分器的动作时间为 5ms，则比相器的动作条件为 $-90° \leqslant \varphi \leqslant 90°$。上述比较只在半周内进行，为了提高动作速度，可增设一套在另一半周内工作的比相器，两套比相器接至一个“或”门输出。继电器的动作特性由给定两交流量具有临界相位差的关系导出。



晶体管继电器电路

（a）反应一个量的框图；（b）绝对值比较环形法；（c）绝对值比较均压法；（d）相位比较框图；（e）相位比较波形图

相位比较电路可用来构成各种差动、距离、功率方向继电器等，在晶体管保护中较绝对值比较电路更为常见。

绝对值比较和相位比较的等效互换 在比相临界角为 ±90° 的特定情况下，输入不同的交流量，可以用绝对值比较电路，也可以用相位比较电路，构成具有完全相同特性的各种继电器。两个电路的等效互换原理见整流型继电器。

逆变电源 为可靠和安全，晶体管保护的直流电源由逆变器提供。逆变器以变电站直流（110～220V）为电源，变换为适合保护需要的直流电源并实现隔离，从而避免变电站直流网络干扰窜入保护。逆变器可用多谐振荡产生交变电压或用开关电路将高压直流“切碎”，在高频变压器二次侧感应出 20～30kHz 低压交变电压，经整流、滤波、稳压变为稳定的直流电源电压。

每套晶体管保护都有自己的逆变器，供给例如 18～22V 集电极电压，－1.5V 基极偏压，以及出口继电器所需的 24V 电压等。

连续监视 为防止电子器件损坏时保护装置误动，晶体管保护设有连续监视。例如，正常运行时，保护装置由一个反应故障量的起动元件闭锁着，保护中所有关键部位的电位经“或”门接至一个带长延时的监视继电器，所带延时大于保护装置的最大动作时间。如果监视继电器动作，即表示保护装置运行不正常，立即将保护装置闭锁并发出警报。监视继电器动作后自保持，手动方能解除。通常，晶体管保护的内部连续监视是相当不完善的。

出口继电器 晶体管保护的跳闸出口可用可控整流器，但需特别注意防止因干扰而引起的误动作，也可以用大功率干簧继电器或小型电磁继电器。

jingtai wending jisuan

静态稳定计算

（steady state stability analysis） 电力系统受到小干扰后稳定性的计算，亦称小干扰稳定计算。通常指小干扰功角稳定计算。电力系统静态稳定是指电力系统受到小干扰后，不发生自发振荡或非周期性失稳，并自动恢复到起始运行状态的能力。所谓小干扰，是指系统运行参量或系统结构的微小变化，如电力系统中负荷的小量波动、配电网的局部操作、发电机运行参数的极小改变等。正常运行中的电力系统，几乎每时每刻都会受到小干扰的作用。因此，要使电力系统保持正常运行，首先应该具备静态稳定的条件。

静态稳定计算是分析、预测电力系统静态和动态稳定性的主要方法。在输电系统的规划设计中，通过静态稳定计算，确定输电线路的静态稳定功率极限和静态稳定储备系数（见电力系统稳定），为输电系统的设计提供依据。在实际运行的电力系统中，通过静态稳定计算，确定在静态稳定条件下输电线路可送出的最大功率；分析系统静态稳定破坏或产生低频振荡（见电力系统振荡）的原因；合理整定发电机励磁调节器、电力系统稳定器（power system stabilizer，PSS）等自动装置的参数，从而提高系统阻尼性能。因此，静态稳定计算在电力系统规划和运行分析中占有重要位置。

静态稳定计算方法随电力系统规模扩大、装备更新以及计算分析工具的进步而不断发展。20 世纪 60 年代以前的静态稳定分析，主要研究同步力矩不足的非周期失步，采用简单的 $dP/d\delta$ 实用判据。为了研究负荷电压特性对静态稳定的影响，又引入 dQ/dU 实用判据。运用这两种实用判据的计算分析方法属于实用计算法。20 世纪 60 年代以后，由于大规模超高压输电系统的建立，电力系统中产生了一些新的危及系统稳定运行的物理现象，给静态稳定分析增添了新的内容。如互联电力系统的低频功率振荡分析、电力系统稳定器的配置及参数整定等，都属于静态稳定分析研究的范畴。对此，实用计算法已不能满足分析的要求。用小干扰法，即线性化分析法对静态稳定进行计算分析在理论上比较完善。特别是这种方法可以详细考虑调节系统的动态特性，因此在分析上述各种问题时，广泛采用了小干扰法。

静态稳定实用计算法 依据实用判据对电力系统静态稳定进行简化计算，是在数字计算机广泛应用以前采用的方法。应用实用计算法的前提是：假定系统不会发生自发的周期性振荡失步，认为系统静态稳定破坏是非周期性的；不考虑原动机调节的作用；以发电机暂态电抗 x'_d 后电动势 E' 恒定或电动势 E'_q 恒定近似考虑励磁调节的影响。电力系统发展初期的简单系统基本符合这些假设条件。

$dP/d\delta$ 实用判据　根据一机无穷大母线电力系统非周期性静态稳定破坏的物理概念得出的判据。发电机、变压器、输电线和无穷大母线组成的电力系统如图 1 所示。

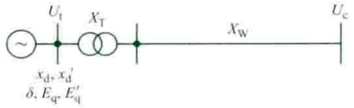


图 1　一机无穷大母线电力系统

图中无穷大母线电压 U_c，若不计励磁调节作用，发电机电动势以 x_d 后电动势 E_q 表示，则发电机的电功率为

$$P_E = \frac{E_q U_c}{X_{d\Sigma}} \sin\delta \tag{1}$$

式中 $X_{d\Sigma}$ 为发电机、变压器和线路电抗之和，$X_{d\Sigma} = x_d + X_T + X_W$。

式（1）所表示的发电机电功率与角度的关系可用图 2 所示的功角特性曲线示出。

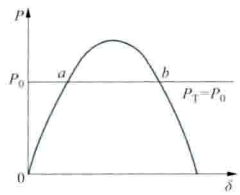


图 2　一机无穷大母线电力系统的功角特性曲线

设某一运行方式下，发电机发出电功率为 P_0，原动机输入机械功率为 $P_T = P_0$，系统处于平衡状态。如图 2 所示，此时系统可能有 a、b 两个平衡点。a 点处于功角曲线上升部分，功角的增加导致输出电功率增加，$dP/d\delta > 0$，系统是稳定的；b 点处于功角曲线下降部分，功角增加导致输出电功率减少，$dP/d\delta < 0$，系统是不稳定的。因此，对一机无穷大母线电力系统，可以用 $dP/d\delta > 0$ 作为系统静态稳定的判据。在 $\delta < 90°$ 的范围内，$dP/d\delta > 0$，系统运行是稳定的。δ 越接近 90°，$dP/d\delta$ 值越小，稳定程度越低。当 $\delta = 90°$ 时，系统处于稳定与不稳定的边界，称为静态稳定极限。通常电力系统在低于静态稳定极限之下运行而保有一定储备。静态稳定储备系数为

$$K_P(\%) = \frac{P_1 - P_n}{P_n} \times 100\% \tag{2}$$

式中 P_1 为极限功率；P_n 为正常运行方式下的输送功率。

对于多台发电机并列运行的多机电力系统，也可以用 $dP/d\delta$ 判据近似计算分析系统静态稳定。其条件是，所分析的电力系统基本上可以看作是等值的两机系统或一机对无穷大母线系统。这种假设对于系统两部分之间的联络线有明显的功率送受关系的情况是可以接受的。通常的做法是，在计算中逐步加大送端发电机发出的功率，逐步减少受端发电机发出的功率或逐步加大受端地区负荷，中间发电机保持功率不变或角度不变，从而使送受端之间的输电线功率逐渐加大，直到线路的功率不再增加为止，此时即可认为 $dP/d\delta = 0$，达到了系统静态稳定极限。但显然，对于功率送受关系复杂的电力系统，或者存在负阻尼低频振荡的电力系统，都不宜采用 $dP/d\delta$ 实用判据的静态稳定计算法。

dQ/dU 实用判据　根据负荷电压稳定的物理概念得出的静态稳定判据。设负荷主要由感应电动机组成，则在其拖动机械负荷一定的条件下，电动机从电力网吸取的无功功率与端电压之间存在非线性关系，如图 3 中 Q_L 曲线所示，而发电机发出的无功功率同端电压之间呈现另一种非线性关系，如图 3 中 Q_G 所示。

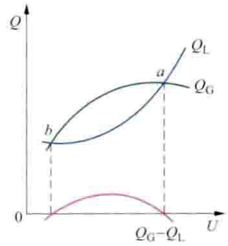


图 3　无功功率特性曲线

两曲线相交的 a、b 两点是无功功率平衡的运行点。a 点是静态稳定的；b 点是静态不稳定的。据此可得相应的稳定判据为

$$\frac{d(Q_G - Q_L)}{dU} \leqslant 0 \tag{3}$$

或

$$\frac{dQ}{dU} \leqslant 0 \tag{4}$$

用 dQ/dU 判据判别静态稳定时，静态稳定储备系数为

$$K_U(\%) = \frac{U_n - U_{cr}}{U_n} \times 100\% \tag{5}$$

式中 U_n 为正常方式下的输出电压；U_{cr} 为保持静态稳定的临界电压。

静态稳定小干扰分析法　根据李亚普诺夫（Lyapunov）稳定性理论，以线性化分析为基础的分析方法，也称小振荡法。用这种方法分析静态稳定，不再需要对所分析的系统模型做出像实用计算法那样的假定，因此可用来分析任何具有复杂模型的问题。

用小干扰法计算分析电力系统静态稳定的步骤是：①列出系统的非线性动态方程式；②给定初始运行方式，将非线性方程在运行点附近线性化，即认为系统的所有变量都在其初始方式下做微小变动，这是小干扰法最基本的假定前提；③根据线性化的结果，列出系统线性化状态方程；④求系统状态方程矩阵 **A** 的特征值，判别系统的静态稳定性，还可进一步进行特性值灵敏度计算，分析系统参数对稳定性的影响。

线性化状态方程　将描述电力系统各元件包括发电机及其调节系统、网络以及其他元件动态特性的方程式在稳态运行点附近线性化后，其一般形式为

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\boldsymbol{X}} \\ \boldsymbol{0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{J}_A & \boldsymbol{J}_B \\ \boldsymbol{J}_C & \boldsymbol{J}_D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{X} \\ \Delta \boldsymbol{Y} \end{bmatrix} = \boldsymbol{J} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{X} \\ \Delta \boldsymbol{Y} \end{bmatrix} \tag{6}$$

式中 $\Delta\boldsymbol{X}$ 为系统状态变量向量；$\Delta\boldsymbol{Y}$ 为非状态变量向量；$\boldsymbol{J}$ 为系统的线性化雅可比矩阵，是一个高度稀疏矩阵。

将式（6）消去非状态变量后，可以得到全系统的线性化状态方程，其一般形式为

$$\Delta \dot{\boldsymbol{X}} = \boldsymbol{A} \Delta \boldsymbol{X} \tag{7}$$

式中 **A** 为状态矩阵。**A** 矩阵元素取决于系统的结构、参数和稳态运行点。对于复杂的多机电力系统，**A** 矩阵结构复杂，当规模较大时，也可不消去代数变量，直接利用式（6）进行进一步的计算。

特征值、阻尼系数和相关因子　小干扰静态稳定分析的主要工作是求取矩阵 **A** 的特征值，并根据特征值的性质分析系统的稳定性。若系统全部特征值中某一或某对特征值（$\lambda_i = \alpha_i + j\beta_i$）的实部 α_i 为正值，则系统不稳定。相应于正实部特征值的虚部 β_i 为零，表明系统为非周期性失去稳定；相应的虚部 β_i 不为零，则系统是周期性振荡失去稳定。

根据特征值 λ_i 可求取阻尼系数 $\left(\xi_i = \frac{-\alpha_i}{\sqrt{\alpha_i^2 + \beta_i^2}}\right)$，该系数用于衡量系统阻尼。当 $\xi_i \geqslant 0.1$ 时表明系统阻尼较强；当 $\xi_i < 0.03$ 时表明系统阻尼较弱；当 $\xi_i \leqslant 0$ 时表明系统阻尼

变负，将会出现增幅振荡。

根据特征值 λ_i 、对应的左右特征向量 W_i 和 V_i ，可求取量度第 k 个状态变量 x_k 与系统第 i 个特征值 λ_i 相关性的相关因子，定义如下

$$p_{ki}=\left|\frac{w_{ki}v_{ki}}{W_i^TV_i}\right| \tag{8}$$

式中 ω_{ki} 、v_{ki} 是 W_i 和 V_i 的第 k 个分量。该因子可强烈反映哪一台机的状态量与哪个振荡模式强相关，从而可优先考虑在此机上装设电力系统稳定器来抑制相应的振荡模式。

特征值算法　求取实数矩阵 **A** 全部特征值的数值计算可采用 *QR* 算法。但对高阶的大型系统，**A** 矩阵结构复杂且稀疏度不高，使用 *QR* 算法不但计算工作量大，而且计算结果可能误差太大，甚至会遇到不收敛的问题。由于通常所关心的只是 **A** 阵中一部分主导特征值，如最大的实特征值或实部最大的共轭复特征值。为此，发展了一些求取系统主导特征值的部分特征值迭代算法，主要包括降阶选择模式分析法及全维部分特征值分析法两大类。

(1) 降阶选择模式分析法。将原系统降阶使得降阶系统的特征值属于原系统的特征值，从而以较小的计算量对降阶系统进行特征求解，该类方法以自激法（analysis of essentially spontaneous oscillations in power system，AESOPS 法）为代表。AESOPS 法不直接求解降阶系统的特征值，而是在某台发电机的轴上引入一个附加的转矩，应用类似于频率响应法的原理，求出一个与机电振荡有关的特征值，并进而逐个计算出所希望得到的一些机电振荡模式。

(2) 全维部分特征值分析法。最适合大规模系统小干扰特征值分析的方法，该方法不需要对 **A** 阵降阶，而直接将 **A** 阵变换成另一个相同维数矩阵 $\boldsymbol{A}_t$，使 **A** 阵所关心的部分特征值相应地变换成 $\boldsymbol{A}_t$ 中绝对值即模最大的一个或较大的几个特征值，然后采用适合于计算矩阵中按模最大特征值或部分按模递减特征值的计算方法，求出 $\boldsymbol{A}_t$ 中的这些特征值，最后经过反变换得出 **A** 中所关心的特征值。按模最大特征值或部分按模递减特征值的计算方法包括序贯法和子空间法，前者如逆迭代法和瑞利商迭代法等，后者如同时迭代法和改进阿诺尔迪（Arnoldi）法等。按模最大特征值或部分按模递减特征值的计算方法的特点是能利用矩阵的稀疏特性来求解。而如前所述，复杂的多机电力系统的 **A** 矩阵结构复杂，本身并不稀疏，因此在运算中一般不显式地形成 **A** 阵，而直接采用 **J** 阵来参与计算。

特征值灵敏度　为了进一步分析系统参数对稳定性的影响，合理选择系统参数，可进行特征值灵敏度分析，求取矩阵的特征值 λ_i 对形成 **A** 矩阵元素的某一参数 α 的灵敏度

$$\frac{\partial\lambda_i}{\partial\alpha}=\frac{\left(\frac{\partial \boldsymbol{A}}{\partial\alpha}W_i\right)^TV_i}{W_i^TV_i} \tag{9}$$

式中 $\frac{\partial \boldsymbol{A}}{\partial\alpha}$ 为矩阵 **A** 对参数 α 的偏导数矩阵。

根据 $\frac{\partial\lambda_i}{\partial\alpha}$ 实部和虚部数值，可分析参数 α 对特征值 λ_i 及对系统稳定性的影响。

多机电力系统的静态稳定分析　含多台发电机的电力系统的静态稳定分析，涉及形成以下动态元件的方程并进行线性化求解：①同步电机以及相应的励磁系统、原动机和调速器；②互联输电网络；③静态和动态（电动机）负荷；④其他如高压直流输电系统、静止无功补偿器等设备。

其中，发电机、动态负荷以及其他动态设备可用微分方程和代数方程表示，网络用代数方程描述，则全部系统模型包含了大量的微分方程和代数方程。因而，多机电力系统静态稳定分析所用线性化状态方程的规模，随发电机台数增多及采用模型阶数的提高、动态设备的增多而扩大。如前所述，全维部分特征值算法被广泛应用到这种复杂多机电力系统的静态稳定分析中。

参考书目

Praha Kundur. Power system stability and control. McGraw-Hill，1994.

王锡凡．现代电力系统分析．北京：科学出版社，2003.

jingtai wending shiyong jisuanfa

静态稳定实用计算法　(practical method for steady state stability analysis)　见静态稳定计算。

jingtai wending xiaoganrao fenxifa

静态稳定小干扰分析法　(small-disturbance method for steady state stability analysis)　见静态稳定计算。

jumin shenghuo yongdian

居民生活用电　(electrical power utilization of resident)　用于居民家庭内生活服务的用电。居民生活人均用电水平是衡量居民生活现代化水平的重要标志。随着家用电器普及率的提高及现代社会发展，居民生活用电与人们生活、社会秩序、安全与环境等的关系越来越密切，一旦断电，不仅给广大居民生活造成极大的不便，而且会影响正常的社会公共秩序，必须引起重视。

用电概况　电能的应用开始于电气照明。居民生活用电（见图）大致可以分为三个阶段：①第一阶段，主要用于照明和用电量较少的收音机、电视机等小型家用电器。19 世纪 90 年代居民生活用电主要是少数城市家庭生活照明。19 世纪末和 20 世纪初，随着城乡电网的发展，居民用电范围迅速扩大，一些国家和地区的部分家庭开始使用广播收音机、电视接收机、电风扇、洗衣机、电冰箱等并逐步扩大应用范围。20 世纪中叶以后，即使是新发展的供电地区，耗电较少的家用电器几乎与照明同时进入居民家庭。每户居民的年用电量约为 1000kW・h。②第二阶段，电冰箱、彩色电视机等家用电器的快速普及，生活炊具、夏季防暑降温、冬季采暖等生活需求的能源供给逐步发展成以电能为主后，每户居民的年用电量提升到 4000～8000kW・h（有煤气和集中供暖的城市，用电较少）。③第三阶段，随着社会的不断进步、居民收入的增加、生活水平和居住环境的改善，人们的消费观念和生活习惯逐步向追求品质，选择健康、环保、舒适、观赏的用品转变，电炊器具、电冰箱、微波炉等厨房器具，电暖炉、电风扇、多功能空调机、暖风机等冷暖设备，电热水器、洗衣机、清洁除尘、消毒、干衣熨烫、美容器具、健身器材或设施等卫生保健设备，电视机、音响、家庭影院等文化娱乐设备，越来越普遍应用于居民家庭生活。信息时代的到来，个人电脑、传真机、打印机、复印

机、数码技术、互联网等技术和产品迅速进入居民家庭生活，并逐步向家庭生活智能化迈进，每户居民的年用电量将得到更加快速增长，达到10000kW·h以上。



生活用电

在一个国家或地区内，由于社会及经济发展的不平衡，居民的收入差别、地区供能结构的不同，使得居民家庭用电水平也各异，城乡之间、地区之间人均差异很大。2010年，美国人均生活用电量约为5000kW·h/（人·年）；日本人均生活用电量约为5800kW·h/（人·年）。在中国，1949年，全社会用电量为34.6亿kW·h，用于居民生活的用电量按全国人口平均，仅为0.52kW·h/（人·年）。随着社会进步和居民生活水平的提高，1990年，居民生活的用电量按全国人口平均为40kW·h/（人·年），其中城镇人均生活用电量为88.4kW·h/（人·年），农村人均生活用电量为23.1kW·h/（人·年）；2010年，居民生活用电量按全国人口平均达374kW·h/（人·年），其中城镇人均生活用电量为687kW·h/（人·年），农村人均生活用电量为316kW·h/（人·年）。这一水平与世界发达国家的差距依然较大，2012年，中国还有约387万无电人口。

用电特点　居民生活的用电特性已由照明负荷为主转为以冰箱、电炊、空调等负荷为主，其构成主要是基本负荷与季节性负荷两部分。基本负荷主要是照明及冰箱、电视机、洗衣机等满足基本生活需求的负荷，季节性负荷主要是夏季降温负荷和冬季取暖负荷等。其用电特点：①基本负荷的用电特性比较平稳，不随气温发生变化。如冰箱负荷分布均匀，照明、电视、电脑、洗衣机等的使用时间集中在晚间，负荷分布也比较均匀。②季节性负荷对气候的敏感度高，对电网负荷特性影响大。夏季降温负荷和冬季取暖负荷与气候有很大关系，是居民用电中比重变化最大且最不稳定的负荷。另外，这些负荷的开启同时率高度一致，尤其是在高温、严寒、双休日、寒暑假期间，表现得较为明显，使电网负荷峰值加大。一般来说，当夏季室内温度超过26℃、冬季室内温度低于12℃时，用电负荷就会随气温有明显变化，且由此增加的负荷约占社会负荷增量的1/3，在全电网的最高负荷中起决定性的影响。③电感性负荷比重大，用电功率因数低。家用电器基本上都是单相负荷，造成负荷不对称；由于家用电器中的整流、变频等设备日益增多，这些设备向电网注入谐波，对电网的电能质量带来污染。

供电要求　保障居民生活用电是构建和谐社会的重要组成部分，也是供电企业的社会责任。根据居民生活的重要性及其用电特性，供电时需特别考虑：①优先保证居民生活用电。当电网发生供需矛盾时，要以保民生为首位。②有合格的电能质量，不因供电问题影响家用电器的正常使用。③保证用电安全。居民家庭内的照明电源和动力电源应分路配置，并安装漏电保护器等。

juli baohu

距离保护　（distance protection）　以距离测量元件为基础构成的保护装置。距离保护的动作和选择性取决于本地测量参数（阻抗、电抗、方向）与设定的被保护区段参数的比较结果，而阻抗、电抗又与输电线的长度成正比，故称为距离保护。距离保护是主要用于输电线路的保护，一般是三段式或四段式。第一、二段带方向性，作本线段的主保护，其中第一段保护线路的80%～90%；第二段保护余下的10%～20%并作相邻母线的后备保护；第三段带方向或不带方向，有的还设有不带方向的第四段，作本线及相邻线路的后备保护。

整套距离保护包括故障起动、故障距离测量、相应的时间逻辑回路与电压回路断线闭锁，有的还配有振荡闭锁等基本环节以及对整套保护的连续监视和自动闭锁等装置。有的接地距离保护还配备单独的选相元件。

各国使用的距离保护在原理上相似，美国于1977年通过微分方程算法计算阻抗值，实现输电线路距离保护和故障测距。但由于传统习惯不同，对安全性与可信赖性（见电力系统继电保护）、系统振荡、防止电压回路故障引起的误动作等方面的要求与做法不同，在整套装置的某些环节上，中国与世界其他一些国家的距离保护往往不同。

距离保护配置　图1是中国通用的模拟式距离保护典型结构简化框图，包括故障起动元件，第一、二段及第三段距离继电器、振荡闭锁、电压回路断线闭锁等基本环节。

故障起动元件　反应于有故障特征的电流量，如负序电流、零序电流或电流突变量，动作后允许整套保护在动作后输出跳闸命令。这种故障起动方式在电压回路故障、线路在正常运行下过负荷以及元器件损坏时，虽然距离保护可能动作，但因故障起动元件不动作，能可靠地闭锁整套保护装置从而防止误跳闸。

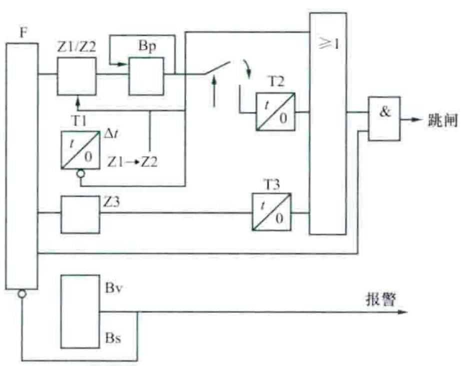


图1　三段式距离保护框图

F—故障起动元件；Bv—电压回路断线闭锁；Bs—整套保护的连续监视和自动闭锁；Bp—振荡闭锁；Z1、Z2、Z3—第一、二、三段距离继电器；T2、T3—第二、三段时间继电器

第一、二段距离继电器　第一段距离继电器Z1和第二段距离继电器Z2都带方向性。正常运行时Z1/Z2停在第一

段定值上，如故障发生在第一段保护范围内，Z1 通过振荡闭锁发出跳闸信号，同时保持 Z1 定值不被切换。如故障发生在第一段保护范围之外，第二段保护范围之内，则 Z1/Z2 元件先不动作，经过短延时 Δt 后，Z1/Z2 元件被切换到 Z2 定值，Z2 动作，以第二段延时 T2 跳闸。

第三段距离继电器　大多是方向距离继电器，也可以是动作区向第Ⅲ象限偏移的非方向性距离继电器，后者可以保证始端故障的可靠动作。第三段距离继电器在许多国外电力系统使用的接地距离保护中还兼作选相元件。

振荡闭锁　电力系统发生振荡或失步，当振荡中心落在被保护线路上时，距离继电器将动作，对不带延时的第一段和带短延时的第二段，应有防止误动的措施。距离第三段因带有较长延时，利用这个延时可以避免系统振荡时的误动作。

电压回路断线闭锁　电压互感器二次侧短路、熔断器熔断或回路中接头松动时，距离继电器可能因失去电压而误动。一种常用的检测电压二次回路不正常的办法是利用电压二次回路断线时出现的零序电压和一次系统中零序电流或其他电压二次回路（如 $3U_0$ 回路）零序电压不同时出现的原则，动作一个电压继电器，闭锁整套保护。对三相熔断器全部熔断的情况，用预先在任一相熔断器上并联的阻抗（一般用数百欧容抗）人为产生一个零序电压，使断线闭锁继电器动作。整套距离保护采用故障电流起动方式，配合电压断线继电器的闭锁作用，能可靠防止因电压回路不正常而引起的距离保护误动作。

距离继电器内部电压回路断线可由整套保护的连续监视检测。

整套保护的连续监视和自动闭锁　当过负荷、电压二次回路断线、距离继电器内部元器件损坏或电压回路断线，都可能使距离继电器动作。直流回路（静态保护则是逻辑回路）中元器件损坏也可能使保护装置某些部位进入动作状态。因整套距离保护受故障电流起动元件控制，虽不致立即跳闸，但应有相应措施以便及时发现故障。为了实现监视，例如在集成电路型保护中，可将所有距离继电器的输出信号和直流回路中关键处的电位经“或”门接到一个带长延时的监视继电器上，所带延时大于距离保护最后一段的整定时间。监视继电器动作，表示收到了不正常状态的信息，即将保护装置闭锁并发出警告。监视继电器动作后自保持，只能手动解除。异常部位可由人工选线开关检出，也可由一个设置在保护装置内的巡回检测装置自动进行。

距离保护故障选相　当线路上采用单相重合闸或综合重合闸时，要求保护装置必须具有区别单相与多相故障，以及正确选出故障相的能力。这种特点称为保护装置的选相性能，执行这个功能的继电器元件（逻辑回路）叫选相元件（回路）。选相元件有多种，常用的有距离选相元件、相电流差突变量选相元件、低电压选相元件和相电流选相元件。

距离选相元件　主要采用方向接地距离元件作为选相元件，其阻抗定值大于被保护线路全长，以保证末端故障时可靠动作。这种距离选相元件有很好的选相功能，得到了广泛的应用，分析与试验结果证明，$\Delta(\dot{I}_A-\dot{I}_B)=0$ 可以成功地用于长达 400km 的重负荷 500kV 线路上，当线路单相接地时，故障相元件有足够的动作灵敏度，非故障相元件可不误选相，它还可以兼作方向比较式纵联保护中的方向判别元件。用于长线路时，虽然对近端故障有很好的适应性，但不能动作于实际可能的远端高值接地电阻故障，而必须待近故障点侧断路器跳开后才能相继动作；对于经高电阻接地的两相短路接地故障，也可能先动作一相，待断电后另一相才能动作；对于两相短路故障，它的动作也不明确。这些缺陷，可通过重合闸逻辑回路设计解决。

相电流差突变量选相元件　整套的选相回路有三个选相元件，各接入 $\dot{I}_A-\dot{I}_B$，$\dot{I}_B-\dot{I}_C$ 及 $\dot{I}_C-\dot{I}_A$，动作于接入电流的突变量。由于高压电力网三相对称，当线路 C 相接地时，A 相与 B 相受到相同的影响，故其电流、电压变化的大小及幅值均相等（除实际的少量不平衡量而外），而接入了故障相的其他两个相电流差元件，则因 C 相电流突变而动作；对于任何多相故障，都是三个元件动作。从而实现了可靠选相与区别单相与多相故障的要求。这种选相元件有如下优点：①只用电流量，因而简单可靠。②起动值不反应正常负荷电流，只需要躲开单相故障时的不平衡量（主要来自线路导线的分段换位或不换位），因而动作灵敏，可以反应于实际可能的最大接地电阻故障。③在单相重合闸过程中，非故障相间元件可以作该两相同时故障的故障判别元件，起动保护装置快速跳闸。④可兼作线路保护装置的电流起动元件。

低电压选相元件　反应相对地电压降低以选择故障相，适应于弱供电电源侧，特别是地区小电源侧或无电源侧作线路单相重合闸的选相元件，简单、灵敏、可靠。

相电流选相元件　在强电源短线路上可充作选相元件。但一般只作为出口附近故障时辅助选相用，更多的是按相电流速断整定，实现分相独立跳闸。它结构简单、动作快速。

距离保护振荡闭锁　防止距离保护装置在系统发生失步振荡时非计划性动作跳开断路器的特殊逻辑回路及设备。

对于距离保护，在系统发生失步振荡时，如果振荡中心落在它的保护范围内，将感受到与振荡中心三相短路时相似的电气测量量，进而产生符合原理的动作。在这种情况下，如果任其动作于断开断路器，可能造成非期望的系统解列，从而使失步振荡扩大为系统的分散瓦解，产生大面积停电的恶性事故。为保持电力系统的完整性，及时采取措施平息振荡并为尽快恢复系统供电提供前提条件，在可能出现上述非计划性解列时，需要实现振荡闭锁。

对振荡闭锁装置的基本要求是，当系统发生各种现象的失步振荡时，能可靠闭锁保护装置，而当发生短路故障时，不得妨碍保护装置正常地执行保护功能。有两种失步振荡：①因静态稳定破坏。由于正常传输的功率大于稳定极限传输功率而引起，其特点是一开始系统电流、电压没有突然变化，振荡过程开始缓慢并逐步加速。②因暂态稳定破坏。由于电力系统出现大干扰主要是短路故障而引起，其特点是电流或（和）电压的突然剧烈变化，出现较快的振荡过程并逐渐加速。

主要有两类实现振荡闭锁的方法：①利用反应保护安装点见到的阻抗变化率。发生短路时，变化率高；发生振荡时，变化率较低。以两种灵敏度不同的元件的动作时间差作判据，当灵敏的元件动作后一定时间，如果不灵敏的元件尚不动作，或反应内部故障的回路无输出，即判断为振荡，将保护装置的跳闸回路闭锁。②以发生短路故障时产生的电流突然变化作起动，经一定短延时，如果反应内部故障的回路无输出，即认定可能因外部故障引起振荡，而将保护装置闭锁。

距离保护类型及其应用范围 按应用条件划分，可分为相间距离保护、接地距离保护和相间接地距离保护。

相间距离保护 普遍用于高压输电线路，作为相间短路的基本保护，而以带方向或不带方向的零序电流保护作为接地故障的保护。

接地距离保护 特别适合应用于以短线构成的电力网中。在这种电力网中，零序电流保护较难满足快速动作和选择性的要求。

相间-接地距离保护 这种类型有更好的适应性。

在中压电力网中，为了在一套保护中少用距离继电器而使用切换式距离保护，即将一个距离继电器按故障类型和故障相别有选择地接入相应的电压和电流，不同的保护段也由这个距离继电器改换动作设定值实现。这种方式广泛为微机型距离保护所采用（见微机继电保护）。

在220kV及以上电压电力网中，以距离保护为主体构成的纵联保护，是一种最广泛采用的保护装置。在大型升压变压器上，带延时的距离保护也作为变压器及其连接母线的后备保护。

影响正确测量距离的特殊因素 距离保护能否正确测量距离，受到故障电阻、平行线间互感和串补电容的影响。

故障电阻影响 相间短路时的故障电阻主要是非线性的电弧电阻，但数值不大，约数欧。只要不是太短的线路，相间电弧电阻不会给距离继电器的测量带来严重影响。而当发生接地故障时，情况可能完全不同，故障电阻中除电弧电阻外还包含接地电阻。在单相接地时由于对侧故障电流的作用，以及当两相接地故障时由于另一相故障电流的作用，接地电阻可能使故障相接地距离继电器的测量严重伸长或缩短，而引出特殊的问题。此外，当发生导线对树闪络时，接地电阻可高达数百欧，现有的接地距离保护不可能反应，而必须依靠零序电流保护。

平行线间互感的影响 在平行线段内，由于互感的存在，当发生接地故障时，由保护安装处到故障点的故障相电压中除有本线电流的作用外，还有邻线零序电流的作用。按故障点位置和对侧断路器开合情况不同，邻线零序电流可能和本线零序电流方向相同，也可能相反，方向相同时测量阻抗增加，保护范围缩短，反之则测量阻抗减少，保护范围伸长。一般可采取邻线零序电流补偿的办法，但同时要防止当邻线出口故障时引起的误动作。并且，当双回线中一回线停止运行时，要防止区外故障时接地距离保护越级动作。

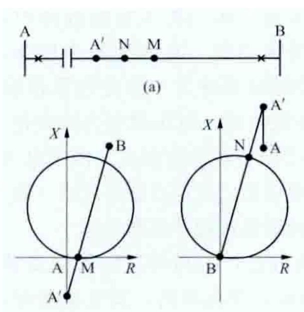


图2 串补电容对距离保护的影响

(a) 有串补电容的线路；(b) A端继电器的测量阻抗；(c) B端继电器的测量阻抗

串补电容的影响 串补电容在阻抗平面上是一个负电抗，破坏了短路阻抗和线路长度的正比关系（见图2）。反向经电容短路时，相当于正向经感抗短路，会使方向距离继电器误动，因而在串联补偿线路上采用距离保护，有特殊的困难。但采用记忆极化电压的方向距离继电器作故障方向的判别元件，在故障发生后的短时间内仍能实现故障方向的正确判断，然后将其退出，用这种方法仍能构成可靠的纵联保护。

参考书目

王梅义．电网继电保护应用．北京：中国电力出版社，1999．

朱声石．高压电网继电保护原理与技术．4版．北京：中国电力出版社，2014．

juli baohu guzhang xuanxiang

距离保护故障选相 （fault phase selection） 见距离保护。

juli baohu zhendang bisuo

距离保护振荡闭锁 （power swing blocking of distance protection） 见距离保护。

juli jidianqi

距离继电器 （distance relay） 当故障发生时，通过反应故障点到继电器安装处的距离而动作的保护继电器。它主要用在输电线路距离保护中作故障判别元件，也用来构成发电机和变压器的相间故障保护。它的主要动作判据是在继电器的安装处测量的阻抗数值是否小于预先给定的数值，因而又叫阻抗继电器（impedance relay）。距离继电器有各种构成方式和不同动作特性。最早设计的距离继电器，其动作时间与继电器安装点到故障点间的全阻抗值成正比，而与故障电流值大小无关，这是对普遍采用的反时限过电流保护的一个重大改进。20世纪20年代末出现了电抗型距离继电器，30年代初又有了导纳型距离继电器，以后又陆续出现了各种阻抗型距离继电器和多相补偿式的距离继电器。距离继电器的具体构成，最早用电磁型元件，稍后用整流型元件、分立式半导体元件和集成电路型元件，随着计算机技术的发展，微机型距离继电器得到广泛应用。

现代的距离继电器从原理上分为模拟式及数字式两大类，它们的动作原理各不相同。

模拟式距离继电器 将输入的工频电压和电流量经过特殊设计的交直流回路转换，最终由电磁式或电子式执行元件输出动作信号，构成距离继电器。虽然模拟式距离继电器的构成方式及动作特性多种多样，但都可归结为三个基本组成部分，即距离测量电压回路、极化回路及输出执行元件回路。

距离测量电压回路 是任何可以正确进行距离测量的模拟式距离继电器所共有的一个回路，它由输入的电流及电压量组成，组成后的量如下：

相对地距离继电器（以A相为例）

$$\underline{U}'_A = \underline{U}_A - (\underline{I}_A + 3k\underline{I}_0)Z_K \quad (1)$$

相间距离继电器（以BC相为例）

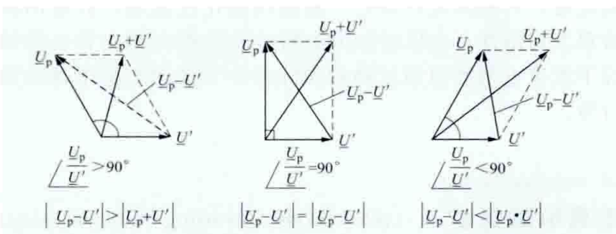
$$\underline{U}'_{BC} = (\underline{U}_B - \underline{U}_C) - (\underline{I}_B - \underline{I}_C)Z_K \quad (2)$$

在式（1）和式（2）中，$\underline{U}'_A$和$\underline{U}'_{BC}$分别是组成的“距离测量电压”；$\underline{U}_A$、$\underline{U}_B$及$\underline{U}_C$分别是通入继电器的各相对地电压；$\underline{I}_A$、$\underline{I}_B$、$\underline{I}_C$及$3\underline{I}_0$分别是通入继电器的各相电流及三倍零序电流；k是被保护线路相间互感阻抗对正序阻抗的比值；Z_K是给定的距离继电器整定阻抗值。当线路发生金属

性短路，由继电器安装处到短路点的正序阻抗 Z 正好等于 Z_K 时，距离测量电压为零；大于 Z_K 值时距离测量电压相量与 $\underline{U}_A$（或 $\underline{U}_B-\underline{U}_C$）同方向，小于 Z_K 值时距离测量电压相量与 $\underline{U}_A$（或 $\underline{U}_B-\underline{U}_C$）反方向。因为 Z 正比于到短路点的距离，随着短路点远近变化，以 Z_K 即整定阻抗为转折点，距离测量电压的相位要作 180°的阶跃性变化。这个特点构成了距离继电器的基础，也是其名称的由来。

极化回路　为了构成距离继电器，需要有一个参考电量作基准，来判别距离测量电压在整定短路点前后发生故障时的相位突变，这个参考电量叫距离继电器的极化量，形成的回路叫极化回路。任何合适的电流、电压或它们的组合量都可以选作极化量。由于选取的极化量不同，从而构成了各种不同运行性能、名目繁多的距离继电器。尤为特殊的是以不同相的或不同相间的距离测量电压互为极化量，即当某一相（或相间）短路时，以另外的相（或相间）距离测量电压作为故障相（或相间）距离测量电压的极化量，这一大类继电器通称为多相补偿距离继电器。

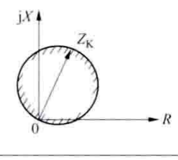
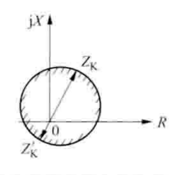
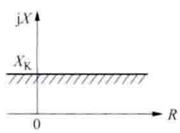
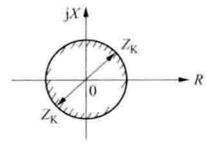
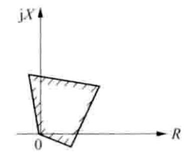
执行回路　反应当极化量 $\underline{U}_p$ 和距离测量电压 $\underline{U}$ 间相位差，在规定范围内时，对外输出动作信号的回路。执行回路可以由比较两相位差的电子回路实现（可以设计为所需要的任意动作相位差范围），对于规定动作相位差为±90°的特殊情况，可以由感应型元件、相灵敏元件实现，还可以由比较两绝对值大小的回路实现。后者的原理见图。



比较绝对值大小与比较相位差为±90°的等价原理

常用距离继电器　几种常用距离继电器构成方式及其动作特性如表所示。

常用距离继电器构成方式及其动作特性

名称	极化电压	相位动作判据	在阻抗（R, jX）平面上表示的特性**
方向距离继电器	$\underline{U}$	$270°\geqslant\angle\frac{\underline{U}'}{\underline{U}_P}\geqslant90°$	
非方向距离继电器	$\underline{U}-\underline{I}Z'_K$	$270°\geqslant\angle\frac{\underline{U}'}{\underline{U}_P}\geqslant90°$	
电抗继电器	$\underline{I}X_K$	$270°\geqslant\angle\frac{\underline{U}'}{\underline{U}_P}\geqslant90°$	
全阻抗继电器	$\underline{U}+\underline{I}Z_K$	$270°\geqslant\angle\frac{\underline{U}'}{\underline{U}_P}\geqslant90°$	
四边形距离继电器*			
多相补偿相间距离继电器	两不同相间距离测量电压互为极化量 $\underline{U}_{p1}$	$0°\geqslant\angle\frac{\underline{U}_{p1}}{\underline{U}'_{p2}}\geqslant180°$	

*　可以由多种方式构成。

**　斜线内为动作区，继电器测量的阻抗落入此区内动作，否则不动作。

方向距离继电器　最常用的一种距离继电器，普遍用于相间故障保护（相间元件）和作为单相重合闸的选相元件（相对地元件），也用于单相接地的保护。它以构成距离测量电压的相同电压量为极化量，动作相位差范围为±90°。这种继电器自带方向性，母线短路时不动作，但出口短路时因输入电压为零也不动作。为了消除这种电压死区，一般这种继电器的极化回路为一工频谐振回路，当发生出口短路时，虽然输入电压突变为零，但输出到执行元件回路的极化量仍短时保持与故障前电压基本同相位的电压量，以确保执行元件回路有可靠输出，这种现象叫极化回路具有记忆作用。另外的一种常见极化方法，是以不同的相或相间电压作极化量，叫交叉极化，同样可以消除除三相短路而外的电压死区。交叉极化，特别是极化回路的记忆作用，还显著改善了距离继电器允许故障电阻的性能，它们的动作性能已不能再用表中所示的特性来说明。实际应用中，还有动作范围不是±90°以及正负相位差角不对称，以适应某些特殊要求的方向距离继电器。

非方向距离继电器　它的极化回路构成与距离测量电压回路一样，只是由电流感生的电动势 $\underline{I}Z$ 不同。由于 $\underline{I}Z$ 的方向正或负，可以使继电器安装点出口附近的短路故障确切地包括在它的动作范围内，或者确切地被排除在它的动作区之外：前者主要作为故障判别元件，它的一个特例是当 $Z=Z_K$ 时，构成了一个圆心在原点，以 Z_K 为半径的动作特性圆的全阻抗继电器，这是最早的一种距离继电器，依比较电流量形成的电压与同相电压大小而动作；后者主要是在方向距离继电器的极化回路中引入很小的 $\underline{I}Z$ 量，以可靠地躲开稳态的母线短路故障，而对于正方向出口短路，则依靠极化回路的记忆作用以保证其可靠动作。

四边形距离继电器　它的四个边由不同直线特性的距离元件组合而成，可以用几种不同的相位比较方法实现。常用的四边形距离继电器是方向性的，即特性的底边过原点，并带记忆作用。这种继电器对母线侧经过故障电阻的反方向短路有很好的选择性，对允许保护区内的故障电阻也有较好性

能，既用于保护相间故障，也用于保护接地故障用判别元件。有的应用中，将保护接地故障的四边形距离继电器作为单相重合闸中的选相元件，但需要去掉距离测量电压回路中的 $3\dot{I}_0$ 电流分量，以避免非故障相的误选相。

多相补偿相间距离继电器　以不同的两个相间距离测量电压（例如 $\dot{U}'_{AB}$ 与 $\dot{U}'_{BC}$）互为极化，动作范围为 0°～180°。在性能上，一个这样的继电器可以保护三种不同相别的两相短路故障，同时不受继电器安装点到故障点间星形-三角形接线变压器的影响；正常负荷时不动作，但也不能保护三相短路故障；对于两相短路接地故障有出口死区；对单相接地故障则保护范围缩短；能可靠地躲开反方向故障。因此，在某些组合式距离保护中，多相补偿相间距离继电器充当专门保护两相短路故障的元件。

零序电流极化的接地距离继电器　用电压作极化量的保护接地的距离继电器有共同的缺点：两相短路经电阻接地故障时，接到领前一相的（例如 BC 相接地的 B 相）继电器会严重超越，即实际保护范围大于整定范围；同时允许保护区内的电阻能力不强。以零序电流作极化量的相对地距离继电器可以显著地改善以上性能。有三种实际应用的方式：①零序电流极化的三相分相式接地距离继电器，用于组合式距离保护装置中，在方向元件和选相元件的控制下，使故障相的接地距离继电器发挥接地保护作用。②以零序电流、落后零序电流 90°的一个量和三个相对地距离测量电压共 5 个量是否在同一半个平面内作为动作判据构成的多相补偿接地距离继电器。③以三个相对地距离测量电压同时落在以零序电流为基准的一定范围内为判据，构成具有方向性的，同时保护三个相别的接地故障的距离继电器。

工频突变量距离继电器　这是中国独创的一种方向距离继电器。它没有极化量，只是依靠故障发生后初瞬间的距离测量电压突变量的幅值大小来判断故障方向和故障距离。令正常运行时的距离测量电压幅值为 1，当在正方向末端发生金属性短路时，距离测量电压的突变量幅值为 1；在保护区内短路时大于 1；而在保护区外及反方向时则恒小于 1，以此实现方向距离保护。当这种继电器由数字回路实现时，可以保证正方向测量范围的精度。但其特殊优点是在方向性优良的同时，动作极为迅速，作为线路近端处的相间保护，有利于提高系统的暂态稳定。

数字式距离保护　距离继电器或距离保护只是线路微机型保护中的一个组成环节，并不以独立的继电器形式出现，其构成原理如下：来自被保护线路的电流和电压模拟量，经变换器隔离并转换成适合微型机计算的电平，经过模拟式低通滤波器，在中央处理器的指挥下实行采样，变成离散信号，传到中央处理器，按特定的数值算法和逻辑运算，实现距离继电器的性能要求。常用的距离继电器的数值算法有微分方程算法、傅里叶算法等，大多用以求得发生故障后由继电器安装处到故障点的电抗及电阻值，并与给定的动作数值范围相比较，决定是否输出动作信号。也有完全按照模拟式距离继电器的距离测量电压、极化量及相位动作判据构成的数字式距离继电器（见微机继电保护）。

距离继电器性能分析方法　主要有两种方法，即阻抗图法与电压相量图法。阻抗图法是把距离继电器的特性在以（R，jX）为坐标的阻抗图上用简单的几何图形予以描述，然后经过分析，把这个继电器在各种运行方式与故障情况下见到的阻抗值（输入的电压与电流的比值）也描绘在同一图上，以判断其是否动作。但在实际中，许多距离继电器的阻抗特性本身也是系统运行方式的函数。电压相量图法是画出对应运行情况的电源电动势及母线电压的相量图，确定极化量的相量位置，画出距离继电器的相位动作范围，按故障点的方向及距离，找到距离测量电压的相量位置，判别其是否动作。阻抗图法比较直观，但应用时有很大局限性；电压相量图法则适于分析线路在带负荷情况下发生电阻性短路故障的实际条件下的距离继电器动作行为。

juli zonglian baohu

距离纵联保护　(pilot protection using distance relay)

以距离保护中的方向距离继电器为故障方向判别元件，配合通信通道及相应的逻辑回路所构成的线路纵联保护。分为闭锁式距离纵联保护和允许式距离纵联保护（见允许式与闭锁式纵联保护）。允许式距离纵联保护又分为超范围允许式和欠范围允许式两种（见超范围式与欠范围式纵联保护）。

K

kekaoxing dengzhi

可靠性等值 （equivalency for reliability evaluation） 将电力系统中的某一部分用等值模型代替，使其对电力系统其他部分可靠性的影响与等值前一样。在不降低计算精度的前提下，实现电力系统可靠性的简化分析。用于实际工程计算的可靠性等值方法，大多是在充裕度意义下的等值。在电力系统可靠性分析中，由于系统结构复杂、元件众多，需要评估的系统状态数巨大，所需要的计算代价很大。在实际工程应用中，工程技术人员往往只对系统的某一部分更感兴趣，需要更详细的分析，而系统的其他部分，可以用可靠性等值模型代替以简化分析。

根据研究对象和应用场合的不同，电力系统可靠性等值可以分为发电系统可靠性等值、发输电系统可靠性等值和配电系统可靠性等值。

（1）发电系统可靠性等值。将互联发电系统中的一个或若干个子系统用等值模型代替，常用于互联发电系统可靠性评估场合。常用的求解等值模型的方法是解析法。

（2）发输电系统可靠性等值。将发输电系统或其一部分用等值模型代替，常用于发输电系统可靠性计算或多个互联发电系统可靠性计算。常用的求解等值方法有解析法（枚举法）、蒙特卡洛模拟法以及混合法。各种方法的等值步骤有较大差异。

（3）配电系统可靠性等值。将配电系统的一部分用等值模型代替，用于简化配电网可靠性计算。配电网等值的基本思路是将某一条支路或馈线用等值元件代替，等值的过程就是求取该等值元件可靠性参数的过程。主要的等值可靠性参数有等效元件的故障率、等效元件的年故障时间以及等效元件的故障修复时间。根据配电网是简单辐射状主馈线结构还是复杂网络结构，等值方法各异。简单辐射状主馈线系统的常用求解方法是解析法。对于复杂配电系统，可按系统的馈线数进行分层处理，每一条馈线及该馈线所连接的各种元件（包括隔离开关、分段断路器、熔断器、分支线等）均属同一层，每一层都可以等值为一条相应的等效分支线，这样从最末层开始向上逐层等值，一个复杂的含有多条馈线的配电网就可以等值为一个简单的辐射形网络。

参考书目

李文沅．电力系统风险评估——模型、方法和应用．周家启，等译．北京：科学出版社，2006.

kuaisu chonghezha

快速重合闸 （high speed auto-reclosing） 只考虑允许故障点可靠熄弧与恢复绝缘所需时限的一种自动重合闸。其重合闸时间一般为0.3～0.5s。早期的220kV空气断路器利用主触点断弧和串联的联动隔离开关绝缘，主触点断开后随即自动闭合，因此可以有两种重合闸方式：①只动作主触点，其断电时间不大于0.3s；②隔离开关联动，其断电时间不小于0.8s。前者称为快速重合闸方式。随着制造技术进步，断路器的重合闸时间早已可以在0.2s以上自由整定，快速重合闸则用以泛指上述定义的一种重合闸方式。

一些主要的电力系统，由于多年来的传统习惯，无论对单相或三相重合闸，普遍采用快速重合闸整定原则。

在简单供电网中，快速重合闸可以加速对用户恢复供电。而在主输电网中，如果是永久性故障，无论单相或三相快速重合闸都将严重地危及系统的暂态稳定性，而不得不为之付出特殊代价。因此，只有在不采用重合闸将失去系统稳定性，而如果快速重合闸成功即可保持系统稳定运行的特殊情况，采用快速重合闸才是无可争议的。

见最佳重合闸时间。

kuixian

馈线 （feeder） 连接天线与发射机或接收机，用以馈送射频能量的传输线。发射机的射频能量通过馈线输送至天线的过程称为馈电，所以馈线通常也称馈电线。

对馈线的主要技术要求有：①馈线的阻抗应尽可能与发射机的输出阻抗和天线的输入阻抗相匹配，衰耗要小，传输效率要高。②馈线应具备相应的频带宽度，能承受相应的发射功率能谱。③馈线不应有天线效应，即不辐射或接收电磁波。④施工时，馈线接头安装完后要达到规定的电压驻波系数要求，与两端连接物接触要良好。⑤需要充干燥空气的馈线还要注意保持规定的气压，要定期检查是否向外漏气或向内漏水。⑥馈线上下两端的外导体要良好接地（通常接于铁塔架上）。

随所用射频频段不同，馈线形式也各异，如平衡传输线、同轴电缆、同轴形、矩形、圆形、椭圆形波导管等。另外，馈线内外导体之间还有实芯（全介质填充绝缘）和空芯（介质和空气混合绝缘）之分，实芯比空芯损耗大，但无需充干燥空气，多用于无线电中继区间较短、空气中腐蚀性成分严重以及馈线损失要求不高的场合。

参考书目

张德斌，周志鹏，朱兆麒．雷达馈线技术．北京：电子工业出版社，2010.

kuopin tongxin

扩频通信 （spread spectrum communication） 将承载信息的信号频谱展宽后进行传输的无线电通信方式，又称扩展频谱通信。扩频通信的基础是信息论和抗干扰理论中关于带宽和信噪比可以互换的理论，即在一定条件下增加信号传输带宽可以降低对信噪比的要求。

特点 与常规的窄带通信相比，扩频通信具有强的抗干扰和多径衰落的能力、隐蔽性和保密性好、可多址复用、功率谱密度低、频谱利用率高和具有高精度测距能力等优点。

抗干扰能力强 在对信号进行频谱扩展和解扩展时，噪声及干扰的能量分布被改变，且相关接收解调的选择性使噪声和干扰在信号有效频带内的影响大大降低，因此扩频通信可以承受较大的噪声及干扰。

具有抗衰落能力　由于扩频通信系统的信号频谱被展宽，多径衰落引入了信号不同副本间的相关性，而扩频可以消除之间的相关性，所以扩频系统具有潜在的抗频率选择性衰落的能力。

隐蔽性好　在噪声及干扰功率一定时，信噪比要求低，意味着只需很小的信号功率即可进行通信，信号可淹没在噪声里，因此具有很强的隐蔽性。

保密性强　保密性强是扩频通信最初在军事通信中获得应用的主要原理。由于扩频系统使用周期很长的伪随机序列进行扩频，经调制后的数字信息类似于随机噪声，在接收端进行解扩时，只有采用与发送端同步的扩频码才能正确恢复发送的信息。而且在不知伪随机码时破译是很困难的，所以使信息得到了保密。

可实现码分复用多址（code division multiple access，CDMA）　码分复用多址是用一组相互正交的码字区分信号的多路复用方法。各路信号在频谱上和时间上都是混叠的，但代表每路信号的码字是正交的。如果将正交码字用于码分复用中作为“载波”。则合成的多路信号经信道传输后，在接收端可以采用计算互相关系数的方法将各路信号分开。

功率谱密度低、频谱利用率高　扩频通信系统的信号频谱被展宽，其信号的功率谱密度大大降低。同时，在扩频系统中，众多用户可以共享同一带宽，频谱利用率高，同一带宽内可容纳的用户比频分复用多址（frequency division multiple access，FDMA）与时分复用多址（time division multiple access，TDMA）要多。

可用于精确定时和测距　利用电磁波速度在空间传播的固定性和扩频码脉冲序列的高速性两个特点，将扩频技术应用于精确定时和测距研究中。当发射出去的扩频信号经被测物体反射回来后，在接收端解调出扩频码序列。然后比较收发码序列相位差，可以计算出扩频信号往返时间差，从而计算出相应的距离。此特点被广泛应用于全球定位系统（global positioning system，GPS）、雷达、导航等。

系统模型　典型系统模型见图1。与通常的数字通信系统不同，扩频通信在发送端和接收端各有一个完全相同的伪随机序列（伪随机噪声码）发生器，发端和收端产生的伪随机序列必须保持同步。

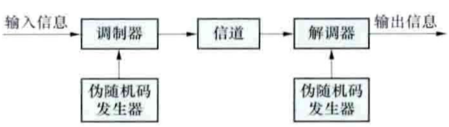


图1　扩频通信系统模型

伪随机序列（pseudo-random sequence，PN）又称伪随机噪声码或伪随机码。在扩频通信中，伪随机码（即扩频码）起着非常重要的作用，系统的抗干扰、保密、多址传输等性能都依赖于其特性。适用于扩频通信的伪随机码特征为：①既有与随机序列类似的随机性，又有一定的规律性。②自相关函数峰值尖锐，互相关函数及部分相关函数值接近于0。③随机序列数目多。最大长度线性反馈移位寄存器序列（m序列）是一种应用最多的典型伪随机序列。扩频通信的工作方式主要有直接序列扩频、跳频扩频和跳时扩频三种。

直接序列扩频（direct sequence spread spectrum）　简称直扩（DS）。直扩是直接用具有高码率的扩频码序列在发送端去扩展信号的频谱，而在接收端，用相同的扩频码序列进行解扩，把展宽的扩频信号还原成原始的信息的过程。在直扩系统中，调制方式可以是任何一种数字相干调制。常用的有二进制相移键控（binary phase shift keying，BPSK）、四进制相移键控（quaternary phase shift keying，QPSK）和最小频移键控（minimum shift keying，MSK）等。DS最简单的形式就是使用BPSK作扩频调制。理想的BPSK调制会使载波的瞬时相位有180°的跳变。图2为直接序列扩频系统的频谱示意图。

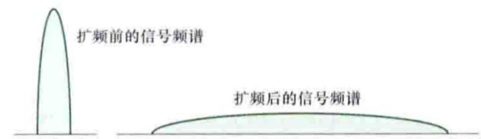


图2　直接序列扩频系统频谱示意图

跳频扩频（frequency hopping，FH）　对输入信息进行调制的载波频率在一个频段中跳变，在某个时间段中选用哪个频率由伪随机码控制，载波频率的跳变范围远大于输入信息的信号频谱宽度，故称跳频扩频。跳频系统的伪随机码不直接传输，而是用来选择频率。跳频系统的频率跳变规律称为跳频图案，见图3。

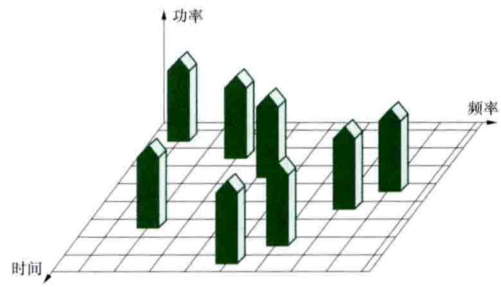


图3　跳频系统的跳频图案示意图

跳时扩频（time hopping，TH）　跳时扩频是使发射信号在时间轴上离散地跳变。在每个信息码元中划分若干个时隙，传送码元的时隙由伪随机码控制。跳时扩频用时间分配来避开附近发射机的干扰，是一种理想的多址技术。跳时扩频通常与其他扩频方式组合使用。

应用　20世纪50年代中期，扩频通信开始研究并应用于军事目的。80年代后期，在民用通信方面的应用逐渐兴起并迅速发展。在蜂窝数字移动通信系统中，扩频技术被用于克服多径效应和抑制同信道干扰。蜂窝数字移动通信系统还利用码分多址技术进一步提高频谱利用率和系统性能。在信道容量一定的情况下，速率越低，可能得到的扩频增益越大、性能越好。在电力通信专网中，扩频通信的应用越来越多，除了用于无线通信领域外，也用于电力线载波通信，尤其是在低压和中压配电网中，用于自动化控制、远程抄表、用户数据通信等。

参考书目

暴宇，李新民．扩频通信技术及应用．2版．西安：西安电子科技大学出版社，2011.

L

leidian jiance xitong

雷电监测系统 (lightning monitoring system)

实时遥测并显示云对地放电（地闪）的时间、位置、雷电流峰值和极性、回击次数以及每次回击的参数等信息的调度自动化辅助子系统，也称为雷电定位系统（lightning location system，LLS）。它是一套全自动运行的实时系统，具有监测面积大、测量精度高、测量反应快速等特点，可为电网调度控制实时提供雷电信息，为电网的安全运行服务。

系统功能 ①雷击故障点快速定位。可在秒级时间内定位雷击故障杆塔或雷击点，告诉值班调度员雷击的时间、强度、地点，是110kV及以上电网雷击故障定位的常用技术手段。②雷击事故鉴别和防雷水平评估。鉴别雷雨季发生的事故是雷击事故还是非雷击事故，便于事故定性；统计分析任意区域、线路走廊雷电活动频度、强度，结合雷击故障事件的雷电频度、密度、强度统计对比分析，实现对防雷设备或措施的功效评估。③雷电参数统计。测量地闪时间和位置、雷电数、地面落雷密度、雷电流幅值和极性等数据，进行概率分布统计，为防雷设计提供参考。④雷电监测系统联网。通过将全国的雷电监测系统联网，实现数据共享，对大型互联电力系统安全稳定运行提供决策支持。⑤人机交互。给出的雷击点的分时彩色图能清晰地显示雷暴的运动轨迹，有利于雷电预警、监测及防护。

系统构成 雷电监测系统主要由探测站、中心站、通信系统三部分构成：①探测站。由电磁场天线、雷电波形识别及处理单元、高精度晶振及全球定位系统（global positioning system，GPS）时钟单元、通信、电源及保护单元构成。它测定地闪波的特征量并输出每次回击的到达时间（7～10s）、方向（正北向为0°）、相对信号强度（反比地闪距离）等。②中心站。中心站前置处理机接受和处理多路探测站接收到的信号，由分析主机进行定位计算，定位计算的结果包括地闪的时间、位置、雷电流峰值和极性、回击次数等；中心站还设置雷电信息系统为网络用户提供雷电信息服务。③通信系统。采用光纤通信、微波中继通信、卫星通信、网络、非对称数字环路（asymmetric digital subscriber line，ADSL）和通用无线分组业务（general packet radio service，GPRS）等多种通信手段。

雷电定位原理 雷电监测系统的主要功能是雷电定位，雷电定位首先需要对雷电进行探测。地面探测站通过宽频（1kHz～1MHz）天线系统遥测雷电LF/VLF（low frequency/very low frequency）电磁辐射场，通过专门设计的电子电路识别地闪信号并对地闪的每次回击波的峰值采样，使测量值对应回击波形成的开始部分。雷电定位原理有定向法、时差法和综合定位法。

定向法 其定位原理如图1所示。地闪磁场辐射波穿过探测站的正交框形天线，在南北与东西向天线（对应$X-Y$轴）产生的磁场强度H_{NS}和H_{WE}，测量$\tan\alpha=H_{NS}/H_{WE}$，即可求得雷击点A相对于探测站的方位角，用两个探测站的坐标和方位角即可求得A点坐标。定向法是雷电监测系统早期采用的定位方法，测向精度受雷电电磁波传播路径和探测站场地误差影响，实际运行的定向定位系统有5°～7°测向误差，导致定位误差超过10km。

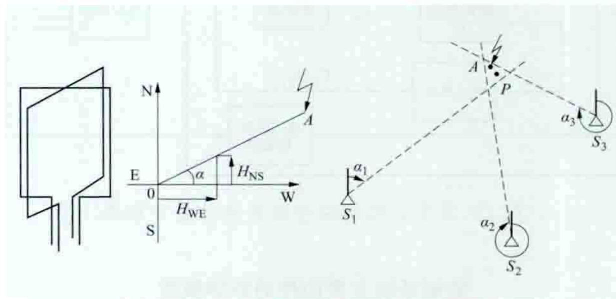


图1 定向法定位原理

时差法 其定位原理如图2所示，图2中A、B、C代表探测站，设P为地闪位置，测量发生在P处的地闪到达探测站的时刻，每两站有一个时间差及对应的距离差，构成一条双曲线，雷击位置位于这条双曲线上的某一点。当第三个探测站符合定位条件时，构成了另一条双曲线，两条双曲线的交点P即为雷击点，而P'是两条双曲线另一个数学解，即雷击点假解。四站及以上系统能剔除P'假解，可平差求最优值并估算精度。

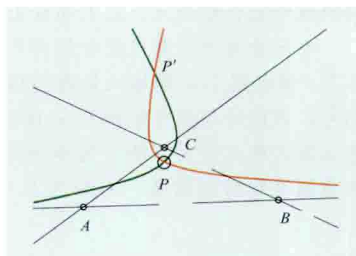


图2 时差法定位原理

时差定位系统的定位精度主要取决于时钟同步技术与时钟标定技术，这些技术已相当成熟，时差法定位精度很高。

综合定位法 定向法的测向误差较大，但需要的观测量较少；时差法定位精度高，但需要观测量较多。将二者综合起来优势互补，而且在一个站上同时获取方向和时间观测量，不仅增加观测量可以提高精度，还可以解决某些特殊问题（如剔除P'假解）。综合法是当前使用最广的方法，中国电网的雷电监测系统有90%以上均采用综合定位法。

技术指标 在150km探测区域内的雷电探测效率≥90%；在150km≤探测半径≤200km区域内的雷电探测效率≥80%；雷击线路故障点定位精度误差≤1km。

lici xitong shuxue moxing

励磁系统数学模型 (mathematical models of excitation system)

同步电机励磁系统（含励磁调节器）特性和行为的数学描述。作为电力系统数学模型的重要组成部分，

主要用于电力系统稳定的计算分析。

同步电机励磁系统按励磁电源可分为直流励磁机励磁系统、交流励磁机励磁系统和静止励磁系统。

电力系统稳定计算分析用励磁控制系统的通用功能方框图如图1所示。

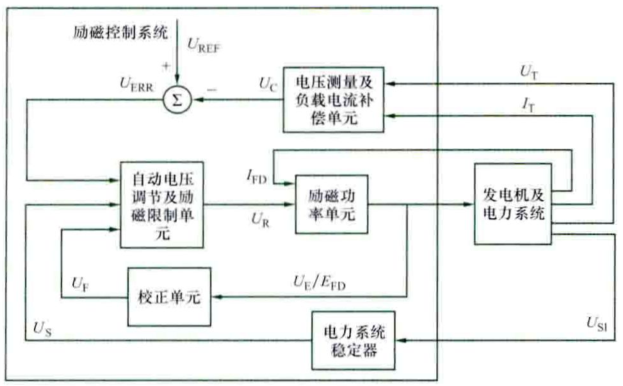


图1 同步电机励磁控制系统功能方框图

励磁系统主要部件的数学模型

同步电机励磁系统的主要部件有自动电压调节器（automatic voltage regulator，AVR）、励磁功率单元（exciter）、电力系统稳定器（power system stabilizer，PSS）和励磁限制单元等。励磁系统的数学模型分别由这些部件的数学模型组成。

自动电压调节器数学模型 自动电压调节器由电压检测和负载电流补偿单元、放大和校正单元组成。

电压检测和负载电流补偿单元 输入量是同步电机端电压 U_T 和电流 I_T，将输入量进行相量相加，整合成新的电压信号，该信号与参考电压 U_{REF} 比较后产生的误差电压 U_{ERR} 进入放大单元放大。图2为本单元的数学模型。T_R 为滤波环节的等效时间常数，一般为0.02～0.04s。R_C、X_C 为补偿电阻、电抗。同步电机之间经零阻抗并联运行时 X_C 取正值，增加无功补偿，以保证同步电机之间稳定分配无功；同步电机在变压器高压侧并联运行时 R_C 和 X_C 取负值，有利于维持并列点电压在给定水平上。多数负载电流的补偿忽略 R_C 分量，而只要求 X_C 值，在此条件下，负载电流的影响可视为无功分量的影响，起该作用的部件称作无功电流补偿器。

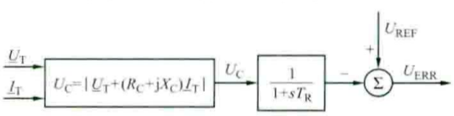


图2 电压测量和负载电流补偿单元数学模型

放大单元 一般有电压放大和功率放大两部分。放大器可采用磁放大器、电机放大器或电子放大器。放大单元可采用一阶惯性环节模拟，如图3所示。K_A、T_A 分别为其增益和等效时间常数。

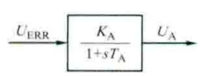


图3 放大单元数学模型

校正单元 主要作用是改善励磁调节系统的响应特性，提高其稳定性。可分为串联比例积分微分（pro-portion integration dif-ferentiation，PID）校正环节、并联比例积分微分校正环节、软反馈校正环节和励磁机时间常数补偿环节，也有几种校正环节组合的情况。图4（a）为串联PID校正环节的模型。$K_V=0$ 时为积分型校正，可实现无差调节，输入信号为 U_{ERR}。图4（b）为并联PID校正环节的模型。图4（c）为软反馈校正环节，该环节用来提高励磁系统稳定性，输入信号在静止励磁系统中为调节器输出 U_R，在励磁机励磁系统中可以是励磁机磁场电流信号（U_{FE} 与之成比例），也可以是同步电机磁场电压 E_{FD}。输出信号叠加到电压相加点或PID校正环节的输出。图4（d）为励磁机时间常数补偿环节，该环节用来减少励磁机等效时间常数，它的输入信号为同步电机磁场电压 E_{FD} 或 U_{FE}，输出信号叠加到校正环节或放大环节的输出。

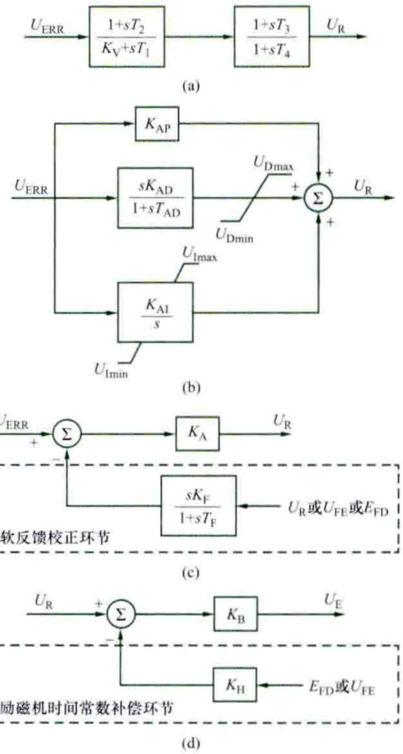


图4 校正单元数学模型

(a) 串联PID校正；(b) 并联PID校正；(c) 软反馈校正环节；(d) 励磁机时间常数补偿环节

励磁功率单元数学模型 励磁功率单元分为直流励磁机、交流励磁机、静止励磁和功率整流器四种，它们的数学模型如下。

直流励磁机数学模型 图5为直流励磁机和交流励磁机通用模型，图中当 $K_D=0$ 时，即为直流励磁机数学模型。输出为 E_{FD}。K_E 为自励系数，自励分量越小，K_E 越大；完全他励时，$K_E=1$；完全自励时，$K_E=0$。S_E 为饱和系数，反映励磁机在工作点上的饱和程度，如图6所示。$S_E=(A-B)/B$，励磁机越饱和，S_E 越大。

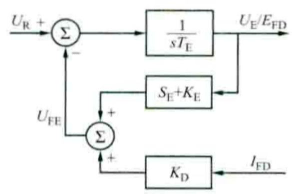


图5 直流励磁机和交流励磁机通用数学模型

交流励磁机数学模型 交流励磁机通过不可控整流器（静止或旋转）向同步电机提供励磁时的数学模型，如图5所示，输出为 U_E。交流励磁机一般为他励，$K_E=1$。由于交流励磁机电枢反应压降较大，因此在励磁机输入端引入了反馈支路 $I_{FD}\times K_D$，用以模拟其负载电流的去磁效应。交流励磁机通过可控整流器向同步电机提供励磁

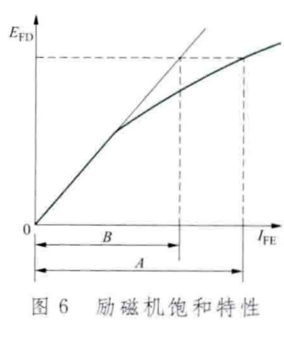


图6 励磁机饱和特性

时，一般均采用自励恒压式。这样，可以采用恒定电压源供电的静止励磁的数学模型。

静止励磁数学模型　静止励磁惯性很小，可以和AVR的放大器一起用一阶惯性环节来模拟（见图3），$T_A=0.02\sim0.04s$。当供电电压随同步电机运行工况的变化而变化时，其输出限压值与供电电压成正比。

功率整流器数学模型　功率整流器数学模型如图7所示。U_E为换弧电抗后的供电电压；K_C为与换弧电抗成正比的系数，称为整流器负荷因子；I_{FD}为同步电机励磁电流，即整流器的负载电流。根据$I_N=K_C I_{FD}/U_E$值的不同，整流器将在3种不同的模式下工作，如图8所示。当整流器工作在模式1时，其输出电压和负载电流呈线性关系。

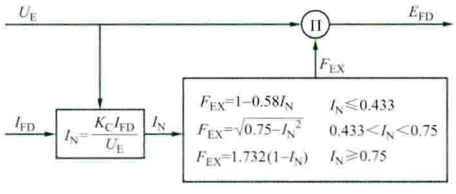


图7　功率整流器数学模型

电力系统稳定器数学模型　电力系统稳定器是励磁系统中的一种附加励磁控制，其作用为增加对低频振荡（见电力系统振荡）的阻尼，提高线路输送能力。电力系统稳定器主要由信号检测、隔直、相位补偿、放大及限幅等部分组成。输入信号可取同步电机组的轴速度、同步电机端电压频率、同步电机有功功率或它们的组合。输出信号U_S和误差电压U_{ERR}合成后去参加同步电机励磁调节。图9（a）为单输入信号电力系统稳定器数学模型。图9（b）为合成加速功率型电力系统稳定器数学模型，用于水电和燃气轮发电机组。这种电力系统稳定器采用同步电机转速（或频率）和有功功率作为输入信号U_{SI1}和U_{SI2}，经过运算产生机械功率变化量信号，该信号减去有功功率变化量信号即为加速功率变化量信号，以此作为电力系统稳定器输入信号。

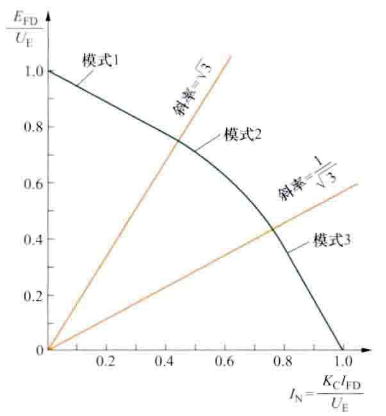


图8　功率整流器调节特性

励磁限制单元数学模型　包括过励磁限制器数学模型和低励磁限制器数学模型。

过励磁限制器数学模型　过励磁限制器用来保护同步电机和励磁机免受过热损坏。大型同步电机一般采用反时限动作或瞬时动作的替代型限制器或同时采用两种限制器。反时限动作型过励磁限制器的数学模型如图10（a）所示。励磁电流I_{IN1}大于长期允许电流I_{L1R}时，开始积分计算过热值。当过热值超过给定值B_0时，限制器动作，输出限制信号I_{L1}，将励磁电流限制在略小于长期容许值CI_{L1R}（$C<1.0$）上。K_L为限制器稳态增益，$\frac{1+sT_{L1}}{1+sT_{L2}}$为暂态增益衰减，以保证限制回路工作的稳定性。过励磁结束后$I_{IN1}<I_{L1R}$，积分器反向积分，是散热过程。当$B=0$时，过励磁发热量散热完毕。当$B>0$又再次发生过励磁时，过热积累值将在原B值上进行，相同过励倍数下的容许时间将减少。瞬时动作过励磁限制器的数学模型如图10（b）所示，只要励磁电流超过容许值，限制器就立即动作进行限制。

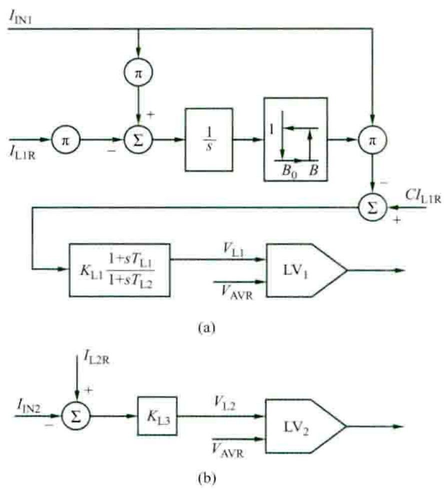


图10　过励磁限制器数学模型

（a）反时限过励磁限制器数学模型；（b）瞬时动作过励磁限制器数学模型

过励磁限制器的输出，通过一级低通门和电压调节器模型相衔接。未过励磁时，输出高电平，无效；动作后，输出低电平，有效。

长期容许励磁电流为1.05倍额定值、2.0倍过励磁时容许时间为10s的过励磁限制器，其反时限特性如表所示。

过励磁限制器的输入可以是同步电机

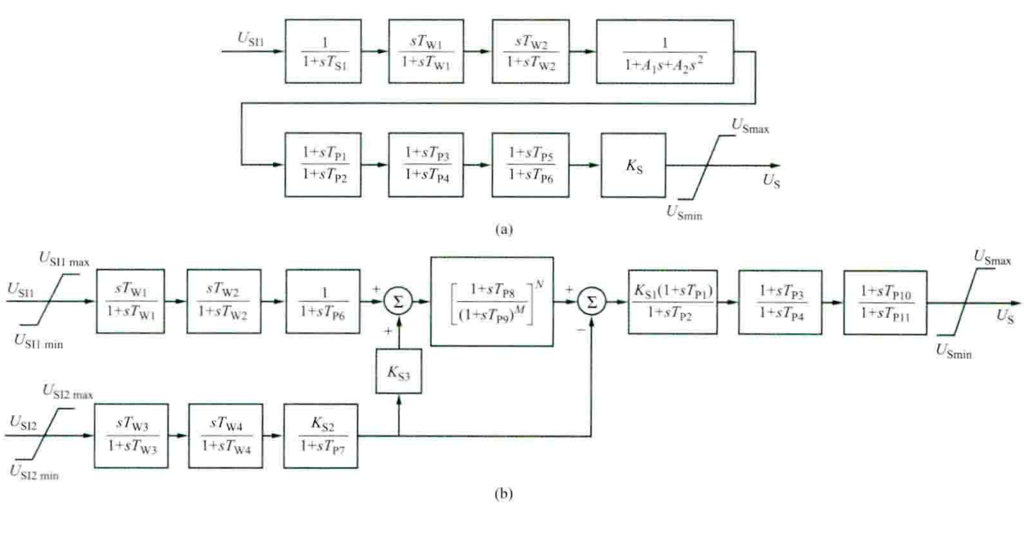


图9　电力系统稳定器数学模型

（a）单输入信号电力系统稳定器—PSS1型数学模型；（b）合成加速功率型电力系统稳定器—PSS2型数学模型

转子电流（只适用于有刷励磁系统），也可以是励磁机励磁电流（无刷励磁系统或有刷励磁系统）。

反时限特性表

I(倍)	1.05	1.07	1.1	1.2	1.6	2.0	2.5	3.0
T(s)	∞	640	264	85.3	19.9	10	5.6	3.7

低励磁限制器数学模型　低励磁限制器用来防止同步电机在低励运行工况下失去静态稳定和定子端部铁芯过热，其模型如图11所示。

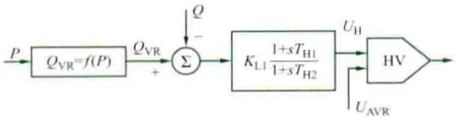


图 11　低励磁限制器数学模型

同步电机无功功率减小到 $Q_{VR}=f(P)$ 曲线确定的无功功率值时，输出限制信号，使同步电机无功功率不再减少。K_{L1} 为稳态增益，$\frac{1+sT_{H1}}{1+sT_{H2}}$ 为暂态增益衰减环节。

低励磁限制输出信号经高通门和调压器模型相衔接。低励磁限制未动作时，输出低电平，无效；低励磁限制动作后输出高电平，有效。

实际应用的 $Q_{VR}=f(P)$ 曲线，有圆周形和直线形两种。

几种主要励磁系统的数学模型

直流励磁机励磁系统　这种励磁系统由自动电压调节器、直流励磁机和电力系统稳定器等组成。采用软反馈校正时的模型如图12（a）所示，采用串联PID校正时的模型如图12（b）所示。当放大器电源取自同步电机端随同步电机电压变化而变化时，放大器输出最大值与同步电机端电压成正比，即为 $U_T U_{Amax}$（或 $U_T U_{Amin}$），U_{Amax}（U_{Amin}）为 $U_T=1$ 时放大器的最大（最小）输出。

交流励磁机励磁系统　主要由自动电压调节器、交流励磁机、功率整流器、中频副励磁机和电力系统稳定器等组成。分为交流励磁机不可控整流器励磁系统和交流励磁机可控整流器励磁系统两种。

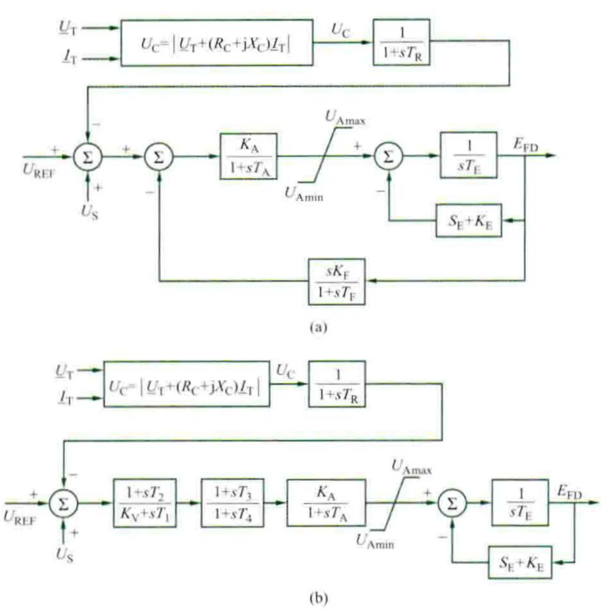


图 12　直流励磁机励磁系统数学模型
（a）软反馈校正；（b）串联PID校正

交流励磁机不可控整流器励磁系统　按功率整流器是静止还是旋转，又可分为静止整流器（有刷）励磁系统和旋转整流器（无刷）励磁系统；按励磁电压响应速度，可分为高起始响应励磁系统和常规励磁系统。

这种系统中的交流励磁机均为他励，$K_E=1.0$，自动电压调节器的功率放大单元为三相可控整流桥，由中频副励磁机供电。中频副励磁机可以近似为恒压电源，不需专门模拟。因为交流励磁机的换弧电抗比较大，功率整流器有可能工作在第2种模式和第3种模式。不可控整流器的最小输出为零而不能为负。图13（a）和图13（b）分别为软反馈校正和串联PID校正时的数学模型。K_H 为时间常数补偿的反馈系数，当 K_H 为零时为常规系统，K_H 不为零时为高起始响应系统，且副励磁机的电压也高得多。图13中，软反馈校正信号和时间常数补偿用信号取自 U_{FE}，对于有刷励磁系统，也可取同步电机磁场电压 E_{FD} 作为输入信号。

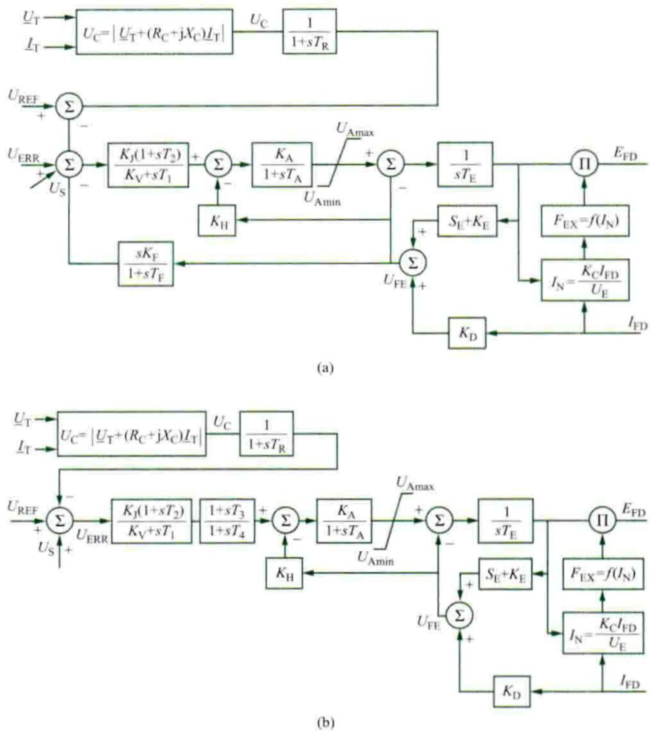


图 13　交流励磁机不可控整流器励磁系统数学模型
（a）软反馈校正；（b）串联PID校正

交流励磁机可控整流器励磁系统　这种系统又称为交流励磁机他励可控整流器励磁系统，响应速度高，对暂态稳定很有利。交流励磁机为自励恒压发电机，可以用恒电压源模拟。整流器一般工作在图8所示的模式1，负荷电流的影响可以用乘积 $K_C I_{FD}$ 去修正励磁电压限幅来考虑。这种励磁调节系统常常使用一级串联校正或软反馈校正来提高励磁调节系统的稳定性，一种通用的数学模型如图14所示。通过参数的设置可改变采用串联校正还是软反馈校正，也可采用并联PID校正。这个模型也适用于由厂用母线供电的恒压源静止励磁系统。

静止励磁系统 静止励磁系统可分为电压源-可控整流器（自并励）励磁系统和复励-可控整流器（自复励）励磁系统，也有从厂用母线取得电源的他励系统，这类系统没有旋转励磁机，响应速度快，对电力系统的暂态稳定很有利。

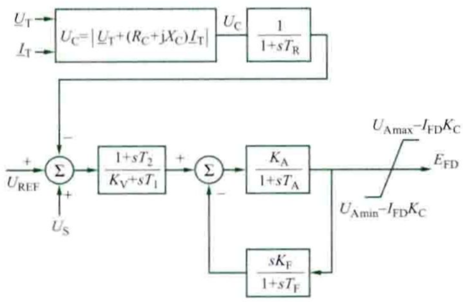


图 14 交流励磁机可控整流器励磁系统

电压源-可控整流器励磁系统 主要包括励磁变压器、自动电压调节器、可控功率整流器、电力系统稳定器等。励磁变压器从同步电机端电压取得电源，向整流器供电。磁场电压的限幅既是同步电机端电压的函数，又是整流器负荷电流 I_{FD} 的函数。因为励磁变压器换弧电抗小，整流器工作在图 8 所示的模式 1。系统的数学模型如图 15 所示。励磁调节系统本身的稳定性是有保证的，不须另加校正环节。图 15 中的串联、软反馈校正环节用来实现暂态增益衰减，两个校正只用一个即可。U_{Amax}、U_{Amin} 分别为 $U_T=1$（标幺值）时的最大和最小输出。K_A、T_A 分别为增益和等效时间常数。也可采用并联 PID 校正。

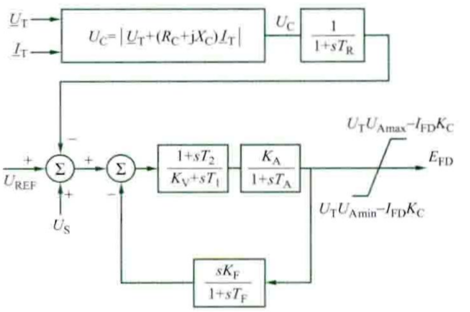


图 15 电压源-可控整流器励磁系统数学模型

复励-可控整流器励磁系统 励磁电源取自同步电机端电压（并联励磁变压器）和定子电流（串联变压器），两个分量可以在交流侧串联相加，也可以在直流侧串联相加或并联相加。图 16 为交流侧串联相加的复励-可控整流器励磁系统数学模型。X_μ 为串联变压器互感抗。因为串联变压器增大了换弧电抗，功率整流器的换弧压降应该尽可能精确模拟。

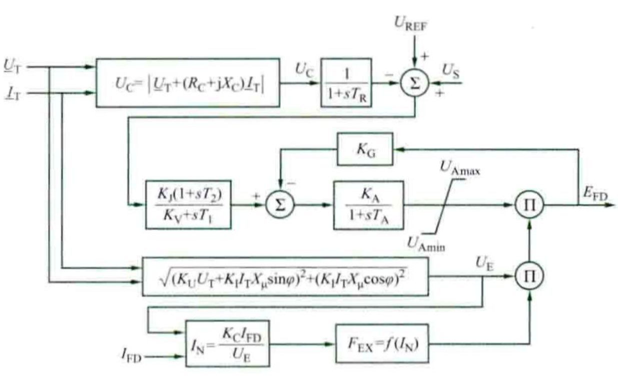


图 16 复励-可控整流器励磁系统数学模型

参考书目

IEEE Committee Report. Excitation System Models for Power System Stability Studies. IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-100, Feb. 1981.

IEEE Task Force on Excitation Limiters. Recommended Models for Overexcitation Limiting Devices. IEEE Transaction on Energy Conversion. Vol. 10, No. 4 Dec. 1995.

刘取．电力系统稳定性及发电机励磁系统控制．北京：中国电力出版社，2007.

lianlu kongzhi tongxin guiyue

链路控制通信规约

(link control protocol for data communication) 两个数据节点间进行数据通信时必须共同遵守的规则和格式。规约主要作用是通过通信线路透明地进行信息交换，确保信息正确地到达终点地址，有效地进行数据流控制、同步控制和差错控制。

主要功能 包括数据链路起始与结束控制、同步控制及确认收发关系、流量控制、差错控制和透明传输。

（1）数据链路起始与结束控制。起始控制是使数据通信设备间建立起可以工作的数据链路。结束控制是数据传输正常结束或异常结束时，使数据链路恢复中性或控制状态。

（2）同步控制及确认收发关系。同步控制主要利用起、止码元，同步字符或同步序列，实现收发双方的字符同步的控制。在一次通信的开始，通过发送地址或其他控制信息来确认双方的收发关系。

（3）流量控制。用于防止在端口阻塞的情况下丢帧，是对实际传递速率的控制。

（4）差错控制。在数据传输控制规约中，利用奇偶检验或循环冗余码检验实现传输差错的检测，并通过反馈重发进行纠错。

（5）透明传输。发方用户发给收方用户的数据经过链路的传输和处理后，在收端收到的数据与送出的数据完全一样，而且链路对用户数据没有任何限制。

分类 一般有两种类型：①面向字符的链路控制通信规约，如基本型通信规约。②面向比特的链路控制通信规约，如高级数据链路控制规约。

参考书目

谢希仁．计算机网络．6 版．北京：电子工业出版社，2013.

linghuo jiaoliu shudian xitong

灵活交流输电系统

(flexible AC transmission system, FACTS) 基于电力电子技术对交流输电系统实施灵活快速调节控制的交流输电系统，又称柔性交流输电系统。在 FACTS 中，通过对电力电子开关元件的控制，快速实现对输电系统的电压、阻抗、相位角、功率、潮流等的灵活控制，达到增加功率传输能力和改善电力系统动态性能的目的。

发展背景 FACTS 设备在 20 世纪 80 年代以前就已经在电力系统中得到了应用，而 FACTS 技术及其概念则是 20 世纪 90 年代在美国提出的，随后在世界各国得到广泛的研究，并在实际的交流输电系统中得到更广泛的试验和应用，其发展背景是电力系统本身发展的需要，以及电力电子技术的发展。

电力系统发展的需要 ①在日益发展的联合电力系统中，由于输电网缺少快速而直接的潮流控制手段，在功率输

送过程中常造成环流和功率振荡，限制了输电网的输送能力。②由于环境因素，很多国家建造新的架空线路已很难获得批准，因此需要提高现有电网负荷水平。③在有些国家，从长远看发电模式是不确定的，导致了对输电设施投资的困难。使用可扩大现有输电容量并可容易地重新安装的设备，可以用较少的成本增加输电的容量，还可避免建造很快（5～10年）就会被淘汰的输电设施。④由于电力市场的发展，开放输电系统（open transmission access）已成为一种趋势，要求对潮流的分布进行灵活有效的控制。

电力电子技术的发展

电力电子开关元件具有控制信号功率小、没有机械磨损、控制快速且灵活等优点。特别是大功率、高电压器件的出现，使电力电子器件能直接进行交流电力系统元件的投切操作，这是FACTS技术发展的基础。

电力电子器件是决定FACTS装置成本的最基本元件，属于半控型的第一代电力电子器件晶闸管的额定值已有了长足的进步，其开断容量峰值已超过32MV·A。属于全控型的第二代电力电子器件门极可关断晶闸管（gate turn off thyristor，GTO）、集成门极换相晶闸管（integrated gate commutated thyristor，IGCT）以及绝缘栅极双向晶体管（insu-lated gate bipolar transistor，IGBT）等的额定值也有了很大的提高，并已在静止同步补偿器（static synchronous compe-nsator，STATCOM）和统一潮流控制器（unified power flow controller，UPFC）中得到应用。性能不断改进的电力电子器件的快速发展为FACTS技术的应用创造了可靠的支持条件。

FACTS技术对电力系统的作用和意义 FACTS技术还在发展，根据已经实现的工程和可预见的发展，FACTS的主要功能包括：

（1）在复杂的互联电力系统中，对输电线路的功率进行直接控制，使所需要的功率通过指定的路线。这可以按照线路所有权、通道合同或者将过载线路上的负荷转移到非过载线路上等原则来实施。

（2）通过快速调节交流输电系统的参数，增加阻尼和平息振荡，提高输电线路的静态或暂态稳定极限，从而增加输电系统的投资效益。

（3）通过调节母线无功功率的注入，改变系统无功功率的分布，调节各母线的电压。

（4）适应各种紧急状态，保障用于紧急功率支持的联络线的输电能力，从而减少发电备用容量。

（5）通过限制导致大面积停电事故的多重故障的影响，抑制连锁性跳闸的扩展。

运行原理和主要装置 FACTS的基本原理如图1所示。系统间输送的有功功率由给定方程 $P=\frac{U_1U_2}{X}\sin(\delta_1-\delta_2)$ 确定，式中 U_1 和 U_2 是输电线两端电压；X 是线路的等效阻抗；$(\delta_1-\delta_2)$ 是两端电压的相位角差。从方程中可以看出，输送功率受四个参数的影响：两端电压、输电线阻抗和两端电压的相位角差 $(\delta_1-\delta_2)$。FACTS通过调节这些参数中的一个或多个，可以影响系统间输送的有功功率。同样，通过调节这些参数，FACTS也可以对系统的无功功率进行调节。

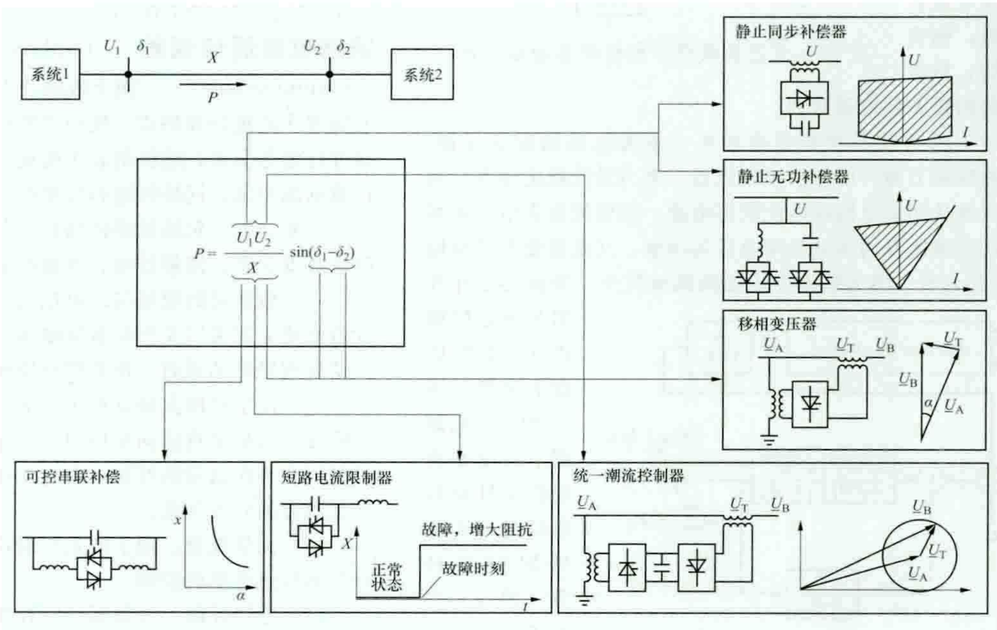


图1 FACTS基本原理示意图

主要FACTS装置有如下5种：①静止无功补偿器（static var compensator，SVC）和静止同步补偿器都是并联连接的静止无功功率发生器或吸收器，可以调节输出的容性或感性电流，对系统无功功率进行补偿并控制电力系统的母线电压。图2为联众二期SVC工程。②晶闸管控制的串联电容器（thyristor controlled series capacitor，TCSC）是一种容性串联电抗补偿器，可以平滑地调节线路的电抗值。③短路电流限制器（short circuit current limiter，SCCL）是一种可



图2 联众二期SVC工程（电压等级35kV，容量200Mvar，2009年11月正式投运）

以快速改变电抗的装置，在电力系统发生短路故障后，可以快速增加系统的电抗，从而限制系统的短路电流。④移相变压器（phase shifting transformer，PST）是一种可以改变输电线路两端相位角差的装置，可以平滑地调节线路两端的相位角差。⑤统一潮流控制器（UPFC）是由一台STATCOM和一台串联补偿器连接在一起的组合装置，可在并联和串联的输出端进行有功功率和无功功率的调节，并借助串联电压的注入对两端电压相位角进行调节。

将已有的FACTS装置按其所使用的电力电子器件进行分类，则基于第一代电力电子器件（半控型器件）晶闸管的FACTS装置主要有三种：第一种是静止无功补偿器（SVC），包括晶闸管投切电容器（thyristor switched capacitor，TSC）和晶闸管控制电抗器（thyristor controlled reactor，TCR）；第二种是发展迅速并已投入商业运行的可控串联补偿电容器（TCSC）；第三种是移相变压器（PST），包括晶闸管控制的电压调节器（thyristor controlled voltage regulator，TCVR）和晶闸管控制的相角调节器（thyristor controlled phase angle regulator，TCPAR）。而基于第二代（含）以后的电力电子器件（全控型器件）［如门极可关断晶闸管（GTO）、集成门极换向晶闸管（IGCT）、绝缘栅极双极型晶体管（IGBT）、电子注入增强门极晶体管（IEGT）］等的FACTS装置主要有三种：静止同步补偿器（STATCOM），静止同步串联补偿器（static synchronous series compensator，SSSC）和统一潮流控制器（UPFC）。这三种装置的核心技术都是电压源逆变器（voltage source inverter）技术，并已投入实际系统运行。图3所示为伊冯500kV可控串补科技示范工程。



图3　伊冯500kV可控串补科技示范工程
（中国电力科学研究院　提供）

参考书目

Narain G. Hingorani, Laszlo Gyugyi. Understanding FACTS— concepts and technology of flexible ac transmission systems. IEEE Press, 2000.

Task Force Report Proposed Terms and Definitions for Flexible AC Transmission System (FACTS) IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, No. 4, Oct. 1997.

谢小荣，姜齐荣．柔性交流输电系统的原理与应用．北京：清华大学出版社，2006.

linghuo jiaoliu shudian xitong shuxue moxing

灵活交流输电系统数学模型

（mathematical model of flexible AC transmission system）　灵活交流输电系统（flexible AC transmission system，FACTS）特性和行为的数学描述。根据研究问题的特点，忽略一些次要的因素，可建立适应不同过程计算的FACTS数学模型，一般可分为机电暂态过程计算的数学模型和电磁暂态过程计算的数学模型两种。

机电暂态过程计算的FACTS装置数学模型　成熟且常用的FACTS装置包括静止无功补偿器（static var compensator，SVC）、晶闸管控制串联电容补偿器（thyristor controlled series compensator，TCSC）和静止同步补偿器（static synchronous compensator，STATCOM）等。一般可分为主电路和控制系统两部分。在机电暂态过程计算中，常将主电路和控制系统统一建模，一般不模拟半控型和全控型开关器件的导通关断过程，也不模拟脉冲触发环节，对主电路常忽略电磁暂态过程，采用准稳态模型来描述，对控制系统的调节控制功能的模拟也比电磁暂态过程计算的模型简单。

SVC机电暂态过程计算模型　SVC一般由晶闸管控制电抗器（thyristor controlled reactor，TCR）与固定电容器（fixed capacitors，FC）或晶闸管投切电容器（thyristor switched capacitor，TSC）组合而成，实现对系统无功功率的连续调节。FC＋TCR的SVC的原理接线见图1。在机电暂态过程计算中，TCR支路用可变电抗来表示，电抗的变化受控制系统的调节。一种考虑测量环节、综合放大环节和晶闸管的延迟环节的控制系统传递函数框图见图2，图中B为电纳。图3为鞍山红一堡变电站SVC工程。

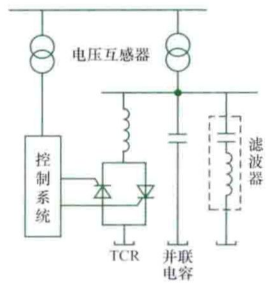


图1　SVC原理接线图

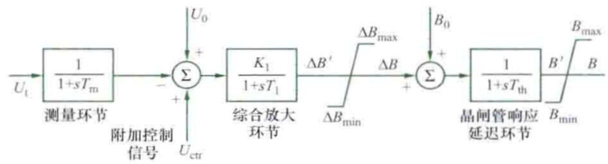


图2　SVC控制系统传递函数框图



图3　鞍山红一堡变电站SVC工程
（中国电力科学研究院　提供）

TCSC机电暂态过程计算模型　TCSC通过控制晶闸管的触发导通角，在一定范围内快速连续调节其等效串联阻

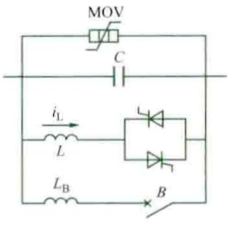


图 4　TCSC 主电路示意图

抗，实现系统的潮流和稳定控制，其主电路示意图见图 4。在机电暂态过程计算中，TCSC 用可变串联电抗来表示，电抗的变化受控制系统的调节。一种考虑暂态稳定控制环节、保护环节、旁路控制环节和中层及一次设备控制延迟环节的控制系统传递函数框图见图 5。

STATCOM 机电暂态过程计算模型　STATCOM 基于瞬时无功功率的概念和补偿原理，采用全控型开关器件组成自换相逆变器，辅之以小容量储能元件构成无功补偿装置。通过控制逆变器的触发相位角，将电容器上的直流电压转换成相位和幅值可控的交流输出电压，实现对系统无功功率的连续调节。STATCOM 的主电路结构有多重化、多电平和链式结构等多种形式，其中链式结构应用较为广泛。逆变器的基本单元为逆变桥，有电压型和电流型两种，由于效率原因，常用电压型逆变桥。图 6 为单相桥串联的链式结构 STATCOM 主电路示意图。

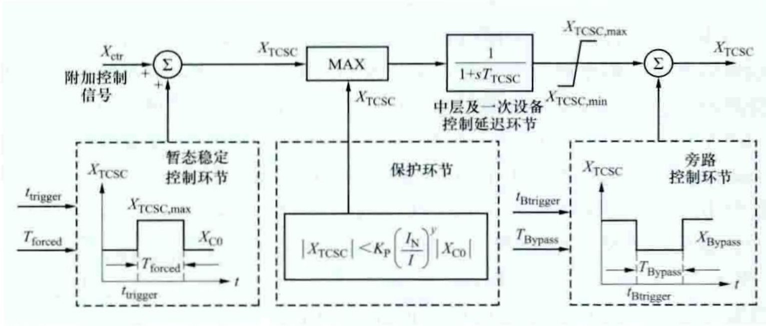


图 5　TCSC 控制系统传递函数框图

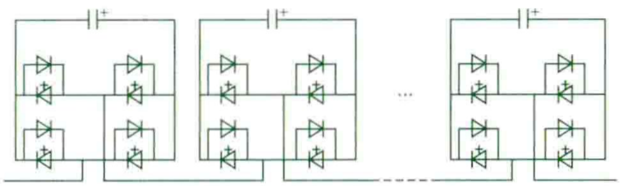


图 6　单相桥串联的链式结构 STATCOM 主电路示意图

在机电暂态过程计算中，STATCOM 用节点可变注入电流来表示，其变化受控制系统的调节。一种考虑超前滞后环节、比例积分环节、响应延迟环节和调压特性斜率调节环节的控制系统传递函数框图见图 7。

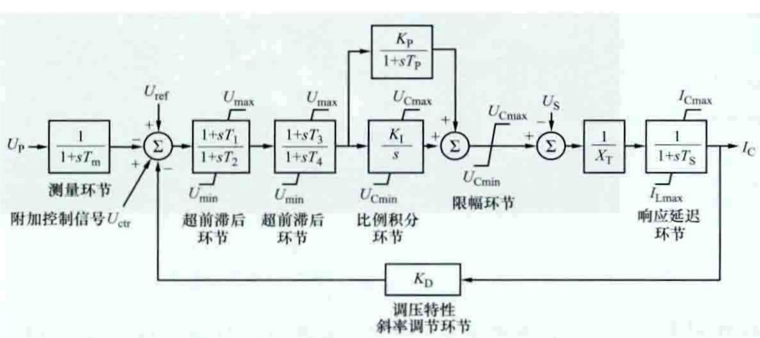


图 7　STACOM 控制系统传递函数框图

电磁暂态过程计算的 FACTS 装置数学模型　常采用器件级模型来描述，一般可分为主电路模型和控制系统模型两部分。

主电路模型　FACTS 装置主电路一般由变压器、开关（二极管、晶闸管、GTO 等）、氧化锌限压器（metal oxide varistors，MOV）、电容器、电抗器、缓冲电路等组成。在电磁暂态过程计算中，变压器、电容器、电抗器、缓冲电路一般采用集中参数模型（见电力系统电磁暂态过程计算）；氧化锌限压器用非线性电阻来模拟，一般采用分段线性化的方法求解，等效为电阻、电压源和压控开关的组合电路；二极管、晶闸管、门极可关断晶闸管（gate-turn-off thyristor，GTO）等一般用理想开关来模拟，即认为闭合时压降为零，而断开后电流为零，其闭合/断开可以是不可控、半可控和可控的。

（1）压控开关模型。可用于模拟保护间隙、避雷器间隙、绝缘子的闪络等。一般情况下是断开的，只有当开关两端的电压绝对值超过给定的击穿电压或闪络电压时才闭合，而在闭合后（或在闭合后再经过一给定的延时时间），开关在电流第一次过零时断开。一旦电压超过击穿电压或闪络电压时，它将重复闭合—断开过程。用于非线性元件的分段线性化处理时，当开关两端的电压绝对值超过某一给定值时闭合，在闭合后，当网络中某处电压（或其他量）小于某一给定值时断开。

（2）二极管开关模型。简单模拟二极管的单向导电特性。当二极管开关处于正向偏置且正向电压大于门槛电压时，二极管开关导通。当二极管开关电流小于某给定电流裕度值或在电流过零时关断。当二极管开关两端的电压绝对值超过给定的击穿电压时，二极管开关强迫导通，强迫导通后将不再关断。

（3）晶闸管开关模型。简单模拟晶闸管的导通和关断。晶闸管开关在正向电压大于门槛电压且门极触发信号为 1 时导通；当流经晶闸管开关的电流小于某给定电流裕度值时或在电流过零时关断。与二极管开关类似，晶闸管开关两端的电压绝对值超过给定的击穿电压时强迫导通，强迫导通后将不再关断。需模拟晶闸管由于恢复时间不够导致其不受门极控制重新导通的过程，一般采用如下方式：从晶闸管开关关断开始计时，至晶闸管开关正向电压超过晶闸管开关门槛电压为止，这部分时间段小于晶闸管最小关断时间时，晶闸管开关将重新导通。

（4）GTO 等全控型器件开关模型。简单模拟 GTO 等全控型器件的导通和关断。全控型器件开关在正向电压大于门槛电压且门极触发信号为 1 时导通；在处于正向偏置且门极触发信号为 0（也可设定为－1）时关断，或者当流经全控型器件开关的电流小于某给定电流裕度值时或在电流过零时关断。与二极管开关类似，全控型器件开关两端的电压绝对值超过给定的击穿电压时强迫导通，强迫导通后将不再关断。需模拟全控型器件由于恢复时间不够导致其不受门极控制重新导通的过程，模拟方法与晶闸管开关模型类似。

（5）开关闭合和断开的处理。开关闭合时，如果开关内阻不为零，处理方法比较简单，可直接修改电导矩阵中涉及开关两端节点的自电导和互电导。当开关内阻为零时，开关两端的 2 个节点合并为 1 个节点。在计算时为了不减少节点数，一般采取将 1 个节点（k）保留，另 1 个节点（m）变成孤立节点的方式加以处理，这时将原来接于节点 m 的支路改接于节点 k，同时，原来接于 k 和 m 之间的支路被开关短接后不起作用，应去掉。相应修改节点电导矩阵和注入电流源。

在网络初始化时应形成并保存所有开关处于断开状态时的节点电导矩阵。这样，当某一开关断开时，对当时处于闭合状态的其他各开关，用前述方法依次对电导矩阵和节点注入电流源进行处理，可得到所要求的节点电导矩阵和等值电流源。

控制系统模型　FACTS 装置控制系统的模型相对于机电暂态过程计算模型更为详细，包括各种调节和脉冲触发环节等。常见的有 SVC、TCSC 和 STATCOM 三种。

SVC 控制系统模型。SVC 控制系统电磁暂态过程计算模型（见图 7）与机电暂态过程计算模型（图 2）相比，调节功能的模拟都是类似的，所不同的是，增加了分配环节和脉冲触发环节，测量环节的模拟方式有所不同。其输出为各相正、反向连接的晶闸管的触发信号。在实际计算时，可通过各种运算框，如比例-积分-微分框、逻辑判断框、采样框等组合搭建而成。SVC 控制系统功能框图见图 8。

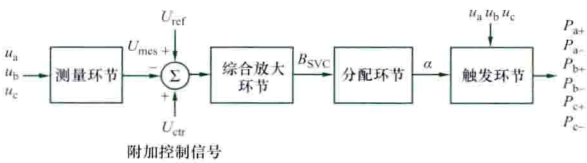


图 8　SVC 控制系统功能框图

TCSC 控制系统模型。TCSC 控制系统电磁暂态过程计算模型（见图 9）与机电暂态过程计算模型（图 4）相比，调节控制功能的模拟都是类似的，所不同的是，增加了分配环节和脉冲触发环节，测量环节、旁路控制环节、保护环节的模拟方式有所不同。其输出为各相正、反向连接的晶闸管的触发信号和旁路断路器合/开信号。

STATCOM 控制系统模型。STATCOM 控制系统电磁暂态过程计算模型（见图 9）与机电暂态过程计算模型（图 6）相比，其调节控制更加详细，增加了无功电流调节、直流电压调节和脉宽调制环节。其输出为各相触发信号。STATCOM 控制系统功能框图见图 10。

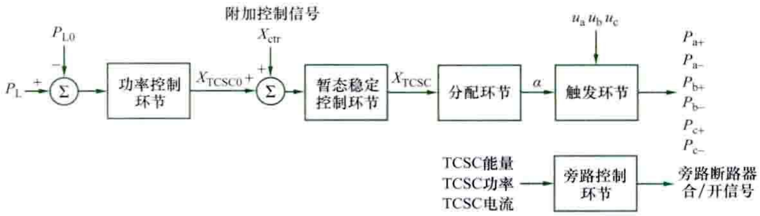


图 9　TCSC 控制系统功能框图

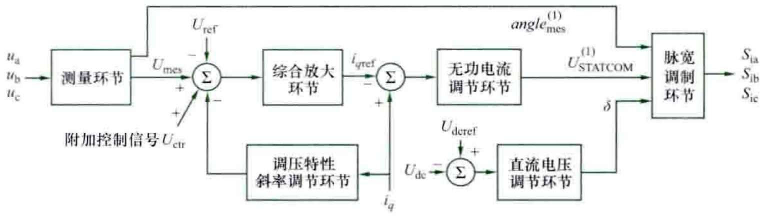


图 10　STATCOM 控制系统功能框图

参考书目

IEEE Power Engineering Society. FACTS overview. International conference on large high voltage electric systems, 1995.

lingxu guodianliu baohu

零序过电流保护　(zero sequence overcurrent protection)

见电流保护。

lingxu jidianqi

零序继电器　(zero sequence relay)

依输入零序电流、电压或功率而动作的一类保护继电器。在电力系统继电保护应用中，分为零序电流继电器、零序电压继电器和零序功率方向继电器。通入继电器的零序电流由三相电流互感器的零相回路或专用的电缆型零序电流互感器提供；而零序电压则由三相电压互感器的零序电压输出端子或由三相电压经专用零序电压变压器（或接线）提供。在微机保护中，零序电流、电压也可通过计算得到。

零序电压继电器主要用于采用非有效接地方式的系统，作为接地故障监视。而零序电流及零序功率方向继电器则广泛用于各种接地系统的各级电压电力网，实现接地故障时的继电保护。

luoji bisuo

逻辑闭锁　(logic interlocking)

见变电站测量与控制技术。

M

Mengte Kaluo monifa

蒙特卡洛模拟法 (Monte Carlo simulation method)

一种通过设定随机过程，反复生成时间序列，计算参数估计量和统计量，进而研究其分布特征的方法。蒙特卡洛模拟法由美国数学家S. 乌拉姆（Stanislaw Ulam）提出，其基本思想是，首先建立一个概率模型或随机过程，使其参数为问题所要求的解，然后或者通过对模型或过程的观察，或者通过抽样试验来计算所求参数的统计特征，并求解。解的精度可用估计值的标准误差来表示。利用这种方法分析电力系统可靠性时，在计算机上模拟构成系统的所有随机过程的各次实现，在模拟一段较长时间后，就可根据这些实现统计计算出系统的可靠性指标。

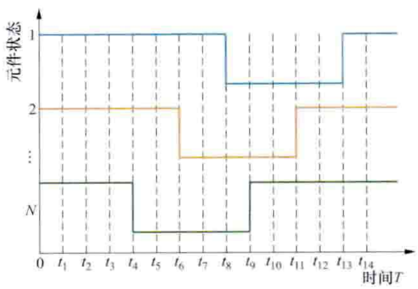
基本步骤 应用蒙特卡洛模拟法分析电力系统可靠性指标的过程可以大致划分为系统状态抽样、系统状态分析与系统指标统计三个步骤。在输入系统的信息并设置计算精度后，首先对系统状态进行随机抽样，其次分析系统状态，最后计算实验函数数值并更新可靠性指标，若满足预设精度要求则评估结束，输出计算结果，否则重新进行系统状态抽样。

基本算法 根据对电力系统元件随机状态模拟方法的不同，用于电力系统可靠性评估的蒙特卡洛模拟算法分为时序仿真算法、非时序仿真算法和伪时序仿真算法三种。

时序仿真算法 模拟随机过程的一次实现就需要产生一系列服从已知概率分布函数的随机抽样值。为了模拟一个两状态元件在正常工作状态和故障停运状态之间随机转移过程的一次实现，就要根据故障间连续工作时间的概率分布函数及故障停运持续时间的概率分布函数，分别产生一系列连续工作时间抽样值和故障停运时间抽样值。一般，在计算机上已有产生（0，1）区间上的服从均匀分布随机数的程序，由此可产生一系列均匀分布随机数u_1，u_2，u_3…，利用这些随机数就可以产生服从任何其他概率分布的随机抽样值。若需要产生一系列服从连续分布函数$F_T(t)$的随机抽样值t_1，t_2，t_3…，只要将上述服从均匀分布的随机数代入$F_T(t)$的反函数，即

$$t_i = F_T^{-1}(t), i = 1,2,\cdots,T \quad (1)$$

对系统中所有元件都可这样模拟，于是得到整个系统N个元件的状态随时间的变化过程，如图所示。综合各元件的状态变化过程可得出各种系统状态及其持续时间，如$(0, t_1)$，(t_1, t_2)，(t_2, t_3)，(t_3, t_4)，(t_{13}, t_{14})属于一种系统状态，(t_4, t_5)，(t_5, t_6)属于另一种系统状态，(t_6, t_7)，(t_7, t_8)属于又一种系统状态等。对每一种系统状态要进行功能分析，例如，在开展发输电系统可靠性评估时一般都要进行潮流分析计算，估计系统能否完成预定的功能，若能够完成，该状态为系统完好状态，并做好记录；否则该状态为系统故障状态，记录该状态的持续时间及若干反映故障后果严重性的特征量，如各负荷点的电力不足数值和电量不足数值。这种系统状态的功能分析与解析法中偶发事件枚举法所用的方法相似。



元件状态图

在模拟了相当长的时段T以后，可以统计出系统的可靠性指标。系统完好的概率为

$$A = \sum_{i \in G} \frac{t_i}{T} \times 100\% \quad (2)$$

式中$i \in G$为i属于系统完好状态集合；t_i为它的持续时间。系统故障频率为

$$F_f = \frac{N_f}{T} \quad (3)$$

式中N_f为属于故障状态的系统状态个数；F_f的单位是1/a。在发输电系统可靠性估计中还可得到各负荷点的可靠性指标，如电力不足概率、电力不足频率、电力不足平均持续时间、年电力不足平均小时、年电量不足期望值等。模拟时段T越长，上述指标的统计值越接近于真实值。

时序仿真算法是根据系统元件的故障率和修复率数据，对每个元件的"运行-故障-运行"的寿命过程进行抽样，组合各元件的寿命过程最终形成系统的一个随机状态序列，得到系统运行状态的时序信息，能够精确地模拟系统处于各状态的持续时间及状态间的转移频率，因此，采用该算法，在获得概率指标、期望值指标的同时，还能精确计算可靠性的频率和持续时间指标。但是，时序仿真算法存在两大缺点：①由于需要存储所有元件的可靠性状态序列及其持续时间，导致内存量过大；②该方法抽样获得的系统随机状态序列中，相邻系统状态之间仅有一个元件状态的差别，因此抽样效率低、收敛缓慢、计算量很大。

非时序仿真算法 元件强迫停运率FOR反映了元件的"不可用度"（见电力系统元件可靠性），是非时序仿真算法中抽样系统状态的基本参数。对具有n个元件的电力系统，用n维状态向量$\overline{X}$表示系统随机状态。

$$\overline{X} = (X_1, X_2, \cdots, X_i, \cdots, X_n) \quad (4)$$

式中X_i为元件i的随机状态变量。当该元件处于停运状态，X_i取值为0；当该元件处于运行状态，X_i取值为1。在非时序概率仿真中，随机状态变量的值由随机数向量确定。通过伪随机数发生器产生n个在[0，1]上随机分布的随机数x_i，构成n维随机向量$\overline{x}$

$$\overline{x} = (x_1, x_2, \cdots, x_i, \cdots, x_n) \quad (5)$$

X_i与x_i的关系为

$$X_i = \begin{cases} 0, & x_i < FOR_i \\ 1, & x_i > FOR_i \end{cases} \quad (6)$$

式中 FOR_i 是元件 i 的强迫停运率。

在得出系统的状态后，对系统进行状态评估，并计算可靠性指标，当满足计算精度或者达到预定抽样次数后结束计算并输出计算结果。

非时序仿真算法直接对系统元件的随机状态抽样，不考虑状态转移和时序信息，具有模型简单、内存需求低、收敛速度显著优于时序仿真算法的优点，适合应用于大规模电力系统评估计算以及对计算速度要求较高的场合。但是该方法难以计算电力系统可靠性的频率和持续时间指标。

伪时序仿真算法　其概率模型比较复杂，是上述时序仿真和非时序仿真两种概率模型的综合。伪时序仿真算法综合了非时序和时序仿真的优点，如内存占用低，计算量相对较小，收敛较快等，同时又能够获得较为准确的可靠性频率及持续时间指标。

特点　蒙特卡洛模拟法的主要优点为：①解析法往往要对原型做较大的简化才能构造出数学模型，而本方法的限制很少。例如，在发电系统可靠性估计中，解析法须假定机组间的故障和故障修理互相独立。实际工程中这些条件不一定满足，用蒙特卡洛模拟法可以考虑这些实际情况，不受限制。②在解析法中，一般都假定连续工作时间和故障修理时间服从指数分布，但实际上故障修理时间不一定服从指数分布。解析法处理起来很困难，而蒙特卡洛模拟法不受分布的限制。③解析法一般能得到的是概率值或期望值，而蒙特卡洛模拟法除此之外，还能得到状态持续时间的概率分布。④对于规模大的电力系统，蒙特卡洛模拟法比解析法节省计算时间。因为在用蒙特卡洛模拟法时，被计算的系统状态数约与元件数成正比。在用解析法时，被计算的系统状态数随元件数增长而按指数增长。因此，系统规模大到一定程度时，采用解析法将有困难。蒙特卡洛模拟法的主要缺点是计算误差与 $\sqrt{D/N}$ 成正比，其中 D 为常数，N 为试验次数。为了降低误差，将显著增加计算时间，这也使蒙特卡洛模拟法的应用受到一定的限制。有机地把解析法和蒙特卡洛模拟法结合起来，能提高计算精度，减少计算工作量并节约计算机内存。

参考书目

康重庆，夏清，徐玮．电力系统不确定性分析．北京：科学出版社，2011.

muxian baohu

母线保护

（busbar protection）　反应母线故障和异常运行的主设备保护。保护动作于跳闸和发信，使母线免遭损坏，并尽可能减少对系统的影响。母线保护有多种类型，最常采用的是母线差动保护，即以母线上各回出线电流相量幅值、相位作为区分母线内、外部短路故障判据的母线故障专用继电保护，简称母差保护。它动作后跳开母线上所有带电源的出线断路器。主要有电流差动母线保护和电流相位比较差动母线保护两种方式。图中所示为超高压母线保护装置。

电流差动母线保护　理想情况下，在正常运行或母线外部发生短路故障时，流入和流出母线的电流相等，即由各回出线流入母线总电流的相量和等于零；母线发生内部短路故障时，流入母线总电流等于各回出线流入母线故障点的故障电流之和。据此可以区分母线内、外部短路故障。按此工作原理实现的母线保护有完全电流差动母线保护和不完全电流差动母线保护。



超高压母线保护装置

完全电流差动母线保护　按循环电流原理将母线上所有出线的二次电流都包括在差动保护差电流回路中的母线保护。它适用于各种电压等级的各种主接线方式的母线，应用最为普遍。这种保护方式要求母线所有出线装设变比和特性一致的电流互感器，如变比不等，则需增设满足要求的辅助变流器，以实现变比补偿。接在差回路中的保护起动元件或双母线保护选择元件的动作值必须大于母线外部短路故障时在保护差回路中可能产生的最大不平衡电流。有时为避免电流互感器二次回路断线引起的保护误动作，其动作值还要大于母线上最大负荷支路的负荷电流。保护灵敏度按母线内部发生短路故障时最小短路电流进行校验。当外部故障时，特别是在超高压电力网中，电流互感器的暂态误差将严重影响这种保护的安全性，对此，采用电压型（高阻型）差动母线保护较电流型（低阻型）差动母线保护可以获得较为优良的性能。

不完全电流差动母线保护　按循环电流原理只将母线上有电源的出线的二次电流包括在保护差电流回路中的母线保护。它适用于发电厂发电机电压母线和 6～10kV 降压变电站的母线，具有简单、经济等优点。一般由接在保护差电流回路中的无时限和定时限两段式过电流保护构成起动元件。当母线上的全部出线安装有限流电抗器的情况下，该保护可使用距离继电器，保护范围不超出电抗器。

电流相位比较差动母线保护　假定以流入母线的电流方向为正方向，理想情况下，在正常运行时，供电电源侧出线流入母线的电流与由受电负荷侧流入母线的电流在相位上差 180°，在母线外部发生短路故障时，非故障的电源侧出线和有故障的电源侧出线流入母线的电流相位也差 180°；而当母线内部发生短路故障时，各电源侧出线流入母线的电流相位相同。据此，可用以区别母线内外部短路故障。按此原理实现的母线保护有电流比相式母线保护和母联相位差动母线保护。

电流比相式母线保护　将同一母线上所有出线的二次电流，经电压形成回路变成电压以实现区内外短路故障判断的相位比较。由于只需比较电流相位，因此该保护对各回出线上装设的电流互感器变比、特性是否一致无特殊要求，并且具有灵敏度高的特点。但其正确工作受某些特殊运行状况限制，如母线内部发生短路故障时，若母线上某一回出线有流出电流，则该保护可能拒绝动作。

母联相位差动母线保护　一种利用比较母线联络断路器（简称母联）电流与总差电流相位差来选择故障母线的电流比相式双母线保护。这种保护方式的原理缺陷是：当母线联络断路器断开或单母线运行时，选择元件失去作用。

不同母线接线方式的母线差动保护特点　为满足不同主接线方式母线对保护的要求，有单母线、$1\frac{1}{2}$ 断路器接线母

线、单母线分段、双母线、双母线分段及环形母线等母线差动保护，各自具有不同的特点。

单母线、$1\frac{1}{2}$断路器接线母线的母线差动保护只需设故障起动元件，并直接实现跳闸。

单母线分段、双母线、双母线分段及环形母线的母线差动保护除设有起动整组保护的故障起动元件外，还需设有与母线组、段数相对应的选择元件。两者协同工作，以实现选择性跳闸。

双母线、双母线分段及环形母线的母线差动保护按各出线是否与母线固定连接又分为固定连接式和非固定连接式两种。前者工作安全可靠，缺点是限制了系统运行调度的灵活性，且当固定连接方式破坏，任一母线发生短路故障时，均同时将两组母线断开，失去对故障母线的选择性。后者需设计配置可靠的切换回路，使母线差动保护的电流回路和直流跳闸逻辑回路随母线倒闸操作过程实行对应切换，满足系统运行调度的灵活性。具体的电流切换方式有：①利用各回线隔离开关辅助触点实现直接切换；②利用各出线隔离开关辅助触点起动辅助继电器实现间接切换。不管采用哪一种方式，都必须确保电流回路在切换过程中不断开。当母线差动保护由微机实现时，可以随出线的隔离开关位置（通过其辅助触点）而自动实现差电流回路与相应的母线差动保护跳闸出口回路的正确组合，无需外部干预。

参考书目

王维俭．电气主设备继电保护原理与应用．北京：中国电力出版社，2002.

muxian chonghezha

母线重合闸 （busbar auto-reclosing） 当母线故障被切除后，经预定时间自动使相关断路器再次合闸的技术措施。在单母线或双母线变电站，当一回母线因故障被切除而断电后，将接到该母线的一回电源线路的断路器先重合；如果成功，再陆续重合其他断路器以恢复母线供电。母线重合闸是线路自动重合闸应用的推广，用于系统中枢组变电站。

运行统计说明，母线故障并不罕见，属于临时性故障的仍占一定比例。采用母线重合闸的电力系统运行经验，肯定了这种方式对快速恢复供电的积极作用。母线重合闸还可能防止因断路器失灵保护误动作而引起的大面积停电。

母线重合闸不适用于火力发电厂，因为不允许发电机在这种情况下出现非同期重合闸。通常，母线重合闸只用于少数220kV变电站。

N

nanbu Feizhou lianhe dianli xitong

南部非洲联合电力系统 (electric power systems in southern African power pool) 南部非洲各国间的互联电力系统。主要包括南非、安哥拉、博茨瓦纳、刚果民主共和国、莱索托、马拉维、莫桑比克、纳米比亚、斯威士兰、坦桑尼亚、赞比亚、津巴布韦12个国家的电力系统，其中最主要的是南非电力系统。

联合电力系统形成 为了推动南部非洲国家规模经济的发展，合理开发利用水能和煤炭资源，提高电力供应的可靠性和经济性，次撒哈拉（Sub Saharan）非洲于1995年8月在南非成立了“南部非洲联合电力系统”（Southern African Power Pool，SAPP）。SAPP管理机构的领导层为成员国部长协议会，具体决策指挥层为执行委员会，执行委员会下设管理委员会。该管理委员会包括计划分会、环境分会和运营分会，还有一个协调中心，由运营分会领导。SAPP设有3个地区调度控制机构，南方调度机构设在南非，北部两个调度机构分别设在津巴布韦和赞比亚。协调中心设在津巴布韦的哈拉雷（Harare），主要负责协调成员国间的电力交换。

联合电力系统现状 SAPP成员国的能源资源分布和利用程度有较大差异。南部国家煤炭资源较多，已在大量开采并用于发电。北部国家水能资源很丰富，至今尚未充分开发利用。因此，如何使南北各地的能源最经济合理地利用，为本地提供充足、稳定的电力供应将是SAPP的主要任务。SAPP中，南非有较富裕的装机容量，可以向邻国输出大量电力，但南非国家电力公司（ESKOM）电网面临装机容量不足的局面，继续发展煤电，日益受到资源和环境的限制。进入21世纪后，刚果和莫桑比克的水电将成为平衡SAPP成员国间电力需求的重要能源。2011年，SAPP提出了可再生能源战略与行动计划，计划到2020年，实现可再生能源并网占比20%，2030年达到30%。

次撒哈拉（Sub Saharan）非洲2010年各国装机容量、发电量及电量交换情况见表1。

南非电力系统 南非是世界上最早商业化运营电力的国家之一，早在1882年，金伯利的街道上就出现了电灯。1891年，约翰内斯堡第一个建成了配电网。到1900年，开普敦、比勒陀利亚、布隆方丹、德班、东伦敦等已开始了电力供应。早期的电力需求来自矿山和铁路电气化。1906年为开发南罗德西亚（现津巴布韦）的维多利亚瀑布的水电资源，成立了南非最早的电力部门——维多利亚瀑布电力公司（Victoria Falls Power Co.，VFP），并收买了几家矿山经营的电厂。1909年，英国和德国投资该公司后，更名为维多利亚瀑布和德兰士瓦电力公司（Victoria Falls and Transvaal Power Co.、VFTPC）。1923年，根据当时的电气法成立了供电委员会（Electricity Supply Commission，ESCOM），对南非的发送配电事业进行垄断经营。1948年，ESCOM接收了VFTPC的全部资产，收买了大批地方自治体经营的电厂，使ESCOM不断发展壮大。1985年修改了电气法，将委员会形式的实体ESCOM改为公司形式的实体，1987年改名为南非国家电力公司并沿用至今。ESKOM是非洲最大的电力公司，1990年底，ESKOM所提供的电量超过了非洲大陆全部用电量的50%。

表1 2010年SAPP各国装机容量、发电量及电量交换情况

国家	电力公司	装机容量（MW）	最大需求（MW）	进口电量（GW·h）	出口电量（GW·h）	发电量（GW·h）
安哥拉	ENE	1399	723	27	0	4900
博茨瓦纳	BPC	132	553	2945	0	445
刚果民主共和国	SNEL	2442	1079	38	871	7641
莱索托	SNEL	72	121	49	7.4	486
马拉维	ESCOM	287	260		0	1543
莫桑比克	EDM	233	501	2326	309	341
纳米比亚	Nam Power	393	449	2462	294	1305
南非	ESKOM	44 175	35 850	10 047	13 754	232 812
斯威士兰	SEC	70	204	909	0	288
坦桑尼亚	TANESCO	1008	802	52	0	437
赞比亚	ZESCO	1812	1500		65.6	10 156
津巴布韦	ZESA	1962	2029	710	0	6951

电力系统现状 南非全国总装机容量的95%以上为ESKOM所有，其他为地方自治体和自备电厂所有。ESKOM现有电厂20座，其中燃煤电厂13座，燃气轮机电厂2座，常规水电厂2座，抽水蓄能电站2座和1座核电站。2011年ESKOM装机容量达到44 145MW，其中煤电37 745MW，占85.5%；2011年ESKOM的最高负荷需求为36 664MW，公司机组的最大发电出力41 194MW。南非历年发电装机容量及发电量见表2。

表2 南非历年发电装机容量及发电量

年 份	1990	1995	2000	2005	2007	2009	2011
装机容量（GW）	26.39	35.53	39.19	42.01	42.73	43.06	46.5
发电量（GW·h）	165 385	186 551	207 837	242 053	260 500	246 815	259 600

资料来源：国际能源署历年《电信息》，联合国历年《能源统计年鉴》。

2011年ESKOM拥有各电压等级的输配电线路共255 745km，132kV以上的输电线路28 790km，其中765kV线路1153km，直流单极533kV线路1035km，400kV线路16 913km，275kV线路7476km，220kV线路1217km，132kV线路996km。

电力管理体制 1923年版电气法规定ESCOM的经营

原则是"无利润、无亏损"的收支平衡原则。ESKOM主要是向地方自治体以及邻国销售电力，并向大工业用户和农村地区直接供电。但是，如果没有地方政府的许可，就没有向城市供电的权力。一些地方政府为了使发电出力和运营管理合法化，加入了与ESKOM的合作协定中。

根据1923年电气法成立的电气管理委员会（Electricity Control Board，ECB）负责ESCOM的运营。ESKOM的电力建设，发、供电计划和电价需经ECB审批，ECB还负责解决与电业有关的纠纷。根据修改后的1985年电气法，ESKOM的最高决策机构是电气会议，执行机构是经营理事会。从20世纪80年代中期开始，国有企业私有化步伐加快。1998～2001年，南非政府发布《能源政策白皮书》，启动市场化改革，保留ESKOM占领市场70%的发电容量，推动其余部分私有化。2002年，能源矿产部、国有企业部、南非国家电力监管机构（NER）和ESKOM等共同签订协议，对ESKOM进行内部重组，将发电环节改组为多个子公司，并组建独立的输电子公司和市场运营子公司。2006年，在NER基础上组建南非国家能源监管局（the National Energy Regulator of South Africa，NERSA），2009年成立能源部，2011年3月能源部颁布《综合资源规划2010》，规划了未来20年的电力发展蓝图和电力市场建设重点措施。

neibu shouyilüfa

内部收益率法 (internal rate of return method)

用内部收益率来评价项目投资财务效益的方法。投资项目各年现金流量的折现值之和为项目的净现值（见现值法），净现值为零时的折现率就是项目的内部收益率。通过计算各比较方案的内部收益率，然后再相互比较，内部收益率大的方案为经济上占优势方案。但各比较方案的内部收益率均应大于电力工业投资基准内部收益率，否则本身就是经济上不能成立的方案。内部收益率的计算表达式为

$$\sum_{t=0}^{n}(CI-CO)_t(1+i)^{-t}=0$$

式中CI为现金流入量；CO为现金流出量；$(CI-CO)_t$为第t年的净现金流量；n为方案计算期。

按内部收益率比选可能与用价值性指标（如现值法、年值法）比选的结论不一致，而用差额投资内部收益率比选与用价值性指标（如现值法、年值法）比选的结论是一致的。

差额投资内部收益率（ΔIRR）又称增量投资内部收益率，也叫追加投资内部收益率，它是指两个方案各年净现金流量差额的现值之和等于零时的折现率。其表达式为

$$\sum_{t=0}^{n}[(CI-CO)_2-(CI-CO)_1]_t(1+\Delta IRR)^{-t}=0$$

式中$(CI-CO)_2$为投资大的方案年净现金流量；$(CI-CO)_1$为投资小的方案年净现金流量。

进行方案比较时，可按上述公式计算差额投资内部收益率，差额内部收益率大时，投资大的方案优，反之，投资小的方案优。多个互斥方案相比选时，先按投资多少由少到多排列，再依次就相邻方案两两比较。若ΔIRR大于基准内部收益率，则保留投资多的方案，反之则保留投资少的方案。被保留方案再与下一个相邻方案比较，计算ΔIRR，再进行取舍判断。直至比较完所有方案，最后保留的方案即为相对最优方案。

nengliang guanli xitong

能量管理系统 (energy management system，EMS)

电力系统运行人员监视、控制和优化发电和（或）输电系统运行性能所使用的计算机辅助决策系统。这套计算机辅助决策系统也简称为SCADA/EMS或EMS/SCADA。其中SCADA（supervisory control and data acquisition）表示完成监视和控制功能的监控与数据采集系统，EMS表示完成分析和优化功能的能量管理系统高级应用软件。这样表示时，EMS不包括监视和控制功能，而是专门表示发电调度控制和电力网络分析等应用功能。

在很多场合，将能量管理系统简称为EMS，与SCADA/EMS或EMS/SCADA表达的意思相同，包括了监控与数据采集应用、电力系统发电调度应用和电力系统实时网络分析应用。

EMS也是现代电网调度自动化系统（含硬、软件）的总称。其主要功能由基础应用功能和高级应用功能两部分组成。基础应用功能由调度自动化计算机系统、调度自动化系统支撑平台、监控与数据采集系统等实现，高级应用功能包括发电调度控制应用和电力网络分析应用，有电力系统发电调度、电力系统实时网络分析、电力系统安全稳定控制、电力系统调度员培训仿真系统和调度自动化辅助子系统等。

按照采用的计算机技术的发展，到2010年为止，能量管理系统已经历了四个发展阶段。第一阶段为20世纪70年代，基于专用机和专用操作系统的SCADA系统，并开始发展EMS应用软件；第二阶段为80年代，基于通用计算机的集中式的SCADA/EMS，部分EMS应用软件开始实用化；第三阶段为90年代，基于RISC/UNIX的开放分布式EMS（含SCADA应用），采用的是商用关系型数据库和先进的图形显示技术，EMS应用软件更加丰富和完善，如中国南瑞集团开发的Open-2000系统，以及清华大学在东北电网调度自动化系统上实现的能量管理系统；第四阶段是进入21世纪，基于计算机网络的一套支持能量管理系统、广域测量系统和各种调度自动化辅助子系统等应用的电网调度自动化集成系统。该系统以计算机网络技术和信息标准化技术为主要特征，大量采用先进技术，为调度自动化提供了一揽子的集成解决方案。

参考书目

于尔铿，刘广一，周京阳，等．能量管理系统（EMS）．北京：科学出版社，1998.

吴文传，张伯明，孙宏斌．电力系统调度自动化．北京：清华大学出版社，2011.

nianzhifa

年值法 (annual value method)

按行业基准收益率或社会折现率，将参加比较的各方案经济寿命期内的收益和费用折算成一个等额序列年值，通过比较方案的年值选择最优方案的方法。根据应用条件的不同，可分为年值比较法和年费用比较法两种，电力工业中一般采用年费用比较法。

年值比较法。年值AW计算式为

$$AW=\sum_{t=0}^{n}(S-I-C'+S_v+W)_t$$

$$\times(1+i)^{-t}\left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n-1}\right] \quad (1)$$

或
$$AW=\sum_{t=0}^{n}(CI-CO)_t(P/F,i,t)(A/P,i,n) \quad (2)$$

式中 S 为年销售收入；I 为全部投资（包括固定资产和流动资金）；C' 为年经营总成本；S_v 为计算期末回收固定资产余值；W 为计算期末回收流动资金；i 为电力工业基准收益率或折现率；n 为计算期；$(1+i)^{-t}$ 为折现系数。

采用年值比较法判别时，年值较大的方案为优。

年费用比较法。若两方案效益相同或基本相同，但又难以估算时，可以采用年费用比较法。即将参加比较的各方案计算期的全部支出费用折算成等额年费用后进行比较，年费用低的方案为经济上较优方案。年费用 AC 计算式为

$$AC=\sum_{t=0}^{n}(I+C'-S_v-W)_t \times(1+i)^{-t}\left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n-1}\right] \quad (3)$$

或
$$AC=\sum_{t=0}^{n}(I+C'-S_v-W)_t (P/F,i,t)(A/P,i,n) \quad (4)$$

式（3）和式（4）是中国国家发展和改革委员会给出的等额年费用比较法。原电力工业部 1982 年颁发的《电力工程经济分析暂行条例》中年费用计算法为

$$AC_m=\left\{\sum_{t=1}^{m}I_t(1+i)^{m-t}+\sum_{t=t'}^{m}C'_t(1+i)^{m-t} +\sum_{t=m+1}^{m+n}C'_t(1+i)^{m-t}\right\}\left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n-1}\right] \quad (5)$$

式中 AC_m 为折算到工程建成年的年费用；I_t 为施工期逐年投资；C'_t 为逐年运营费；m 为施工期；n 为生产运行期；t' 为开始投产年。

考虑到生产运行期（$m+1\sim m+n$）逐年运营费不变，式（5）简化为

$$AC_m=\sum_{t=1}^{m}(I_t+C'_t)(1+i)^{m-t} \times\left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n-1}\right]+C'_{m+1}$$

对比两种年费用比较方法，差别主要有：①等额年费用比较法中考虑了固定资产余值及流动资金回收；②等额年费用比较法年费用对应于现值，比较容易理解，年费用计算法对应工程建成年，因此年费用是等额年费用比较法的（$1+i$）m 倍，在规划中如果工程建设年限很长，可能导致年费用很大。

ouzhou dianli xitong

欧洲电力系统 (electric power systems in Europe)
欧洲大陆、爱尔兰、英国、北欧和波罗的海等区域组成的电力系统。

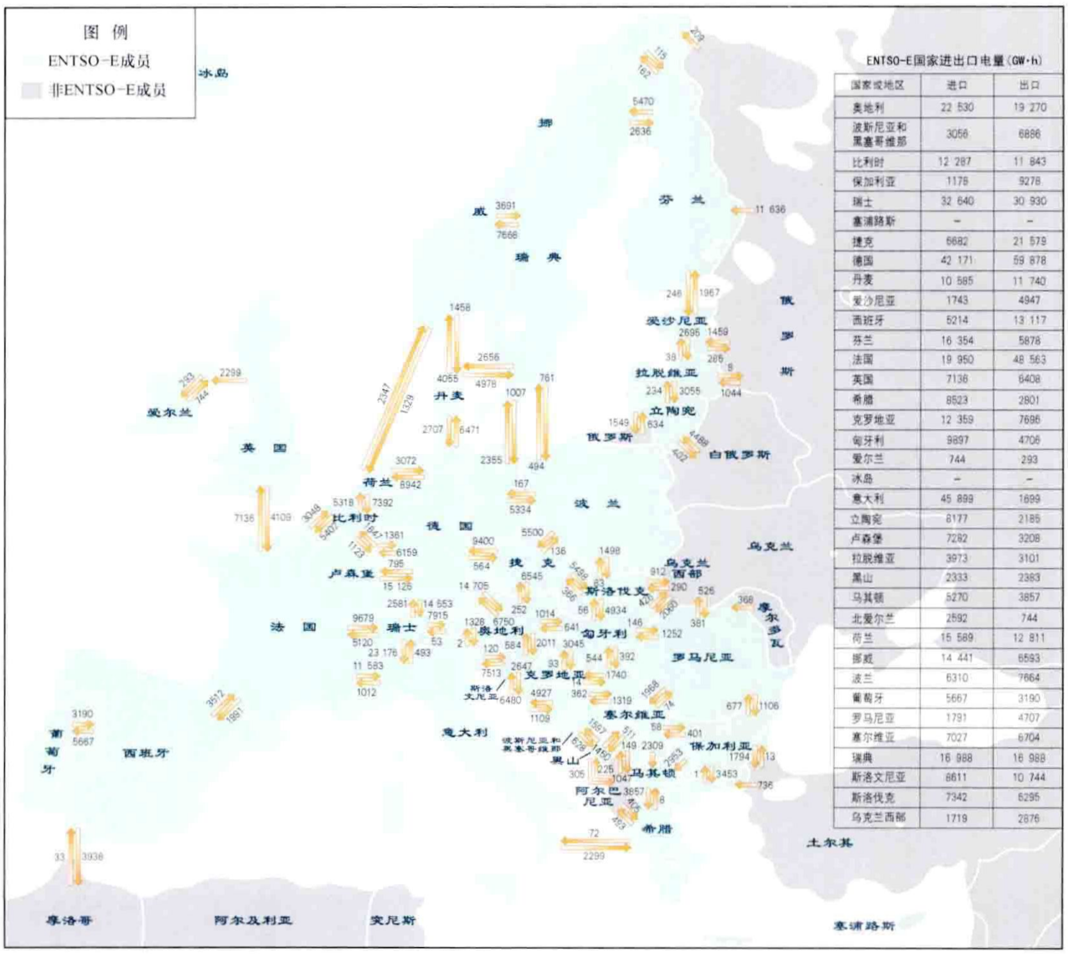
电力系统互联的形成和发展 在20世纪20年代后期，西欧各国间已开始电力交换，夏季把阿尔卑斯山区的水电送到其他地区，冬季该地区水电少时又输入火电，以取得错峰效益。第二次世界大战以后，欧洲能源十分短缺，而重建和恢复任务很重，必须经济地利用一次能源，提高发电效率和可靠性。为了加强合作，充分利用发输电装备，减少水电弃水损失，促进国际间电力交换，在欧洲经济合作组织(Organization for European Economic Cooperation，OEEC)建议下，于1951年5月23日，成立了欧洲发输电协调联盟(Union for the Coordination of Production and Transmission of Electricity，UCPTE)。当时参加联盟的国家有瑞士、法国、联邦德国、比利时、意大利、卢森堡、奥地利、荷兰8个国家。1976年后，西班牙、葡萄牙、南斯拉夫及希腊先后加入，到1987年，发展到12个成员国。南斯拉夫分成5个国家后，UCPTE电力系统覆盖到16个国家，即增加了斯洛文尼亚、克罗地亚、马其顿3个成员国和波黑。1995年UCPTE的电力系统与中欧电力系统(CENTREL)同步互联，包括波兰、捷克、斯洛伐克和匈牙利。

欧洲发输电协调联盟组成的联合电力系统采用400(380)/220kV作为输电线路电压，互联成为一个紧密电力系统，并与北欧(丹麦和瑞典)、中欧(罗马尼亚、保加利亚、阿尔巴尼亚)、英国等电力系统互联和交换电能。

2008年，欧洲电力系统运营公司宣布成立欧洲输电运营商联盟(European Network of Transmission System Operators for Electricity，ENTSO-E)。ENTSO-E在34个欧洲国家中有42个电网运营公司。

欧洲输电系统运营商联盟 ENTSO-E的重要任务是欧盟法令(EC) 714/2009赋予的，最重要的是制订十年发展计划和电力系统运行规则，在能源政策制定和执行方面发挥作用，包括：①协调电网运行以确保输电系统可靠、安全运行；②促使欧洲电网互联的发展和电力系统投资的可持续发展；③提出并实施标准化和市场一体化的平台及透明的构架体系，以确保全欧批发和零售市场交易的进行；④便于新建电源，尤其是可再生电源的整体有效性发挥，以利于欧盟实现温室效应的减排目标。

2010年，欧洲电网范围内净发电装机容量达到912.075GW。在净发电装机容量中，核电装机134 379MW；火电装机451 988MW；水电装机197 270MW；非水可再生能源装机125 417MW，其中，风电装机80 440MW，太阳能发电装机26 028MW；其他能源发电装机6575MW。ENTSO-E有关国家地理位置和电能交换如图1所示。2010年ENTSO-E各成员国装机与发电量见表1。2010年底ENTSO-E各成员国输电线路长度见表2。



国家或地区	进口	出口
奥地利	22 530	19 270
波斯尼亚和黑塞哥维那	3056	6886
比利时	12 287	11 843
保加利亚	1176	9278
瑞士	32 640	30 930
塞浦路斯	-	-
捷克	6682	21 579
德国	42 171	59 878
丹麦	10 585	11 740
爱沙尼亚	1743	4947
西班牙	5214	13 117
芬兰	16 354	5878
法国	19 950	48 563
英国	7136	6408
希腊	8523	2801
克罗地亚	12 359	7696
匈牙利	9897	4706
爱尔兰	744	293
冰岛	-	-
意大利	45 899	1699
立陶宛	8177	2185
卢森堡	7282	3208
拉脱维亚	3973	3101
黑山	2333	2383
马其顿	5270	3857
北爱尔兰	2592	744
荷兰	15 589	12 811
挪威	14 441	6593
波兰	6310	7664
葡萄牙	5667	3190
罗马尼亚	1791	4707
塞尔维亚	7027	6704
瑞典	16 988	16 988
斯洛文尼亚	8611	10 744
斯洛伐克	7342	5295
乌克兰西部	1719	2876

图1 ENTSO-E有关国家地理位置和电能交换

表 1　2010 年 ENTSO-E 各成员国装机容量和发电量

国家或地区	核电(MW)	化石燃料(MW)	水电(MW)	非水可再生(MW)	其他能源(MW)	合计(MW)	2010 年发电量(GW·h)
奥地利		7389	12 665	1031		21 085	70 685
波　黑		1506	1971			3477	15 544
比利时	5945	8668	1421	2659		18 693	89 864
保加利亚	2000	6451	3108	513		12 072	41 027
瑞　士	3220	355	13 464	328	212	17 579	66 252
塞浦路斯		1385		82		1467	5325
捷　克	3666	10 892	2203	2177		18 938	79 482
德　国	20 300	69 300	10 700	47 400	4500	152 200	573 150
丹　麦		8867	9	3802	697	13 375	36 762
爱沙尼亚		2324	4	156		2484	11 328
西班牙	7525	44 753	19 040	24 860	131	96 309	279 825
芬　兰	2646	9004	3133	2254	44	17 081	76 967
法　国	63 130	27 403	25 418	7559		123 510	550 309
英　国	10 608	62 535	3887	2630	45	79 705	338 569
希　腊		9369	3215	1322		13 933	47 880
克罗地亚		1781	2113	116		4010	13 251
匈牙利	1892	6181	50	630		8753	8753
爱尔兰		6219	508	1538	208	8473	8473
冰　岛		121	1883	575		2579	16 679
意大利		74 976	21 521	9992		106 489	290 709
立陶宛		2539	875	193		3607	5328
卢森堡		509	1128	95		1732	4515
拉脱维亚		848	1555	59		2462	6447
黑　山		210	660			870	4005
马其顿		1157	503			1660	6596
荷　兰		3317	4	358	14	2693	113 685
挪　威	480	22 005	37	2943		25 465	123 445
波　兰		29 612	2331	1366		33 309	145 783
葡萄牙		8547	4988	4370		17 905	50 092
罗马尼亚	1300	9166	6087	501		17 054	56 546
塞尔维亚		5475	2884			8359	40 961
瑞　典	9151	5035	16 200	5315		35 701	145 030
斯洛文尼亚	696	1282	1063			3041	14 420
斯洛伐克	1820	2614	2478	143	725	7780	26 128
北爱尔兰		2317	4	358	14	2693	7325
各国合计	134 379	451 988	197 270	125 417	6575	915 630	3 408 428
乌克兰西部							5500

资料来源：《ENTSO-E 统计年报（2010）》。

表 2　2010 年底 ENTSO-E 各成员国输电线路长度

国家或地区	<220kV (km)	220kV (km)	330kV (km)	380/400kV (km)	750kV (km)
奥地利[1]		1850 (3)		1388 (54)	
波　黑		1525		865	
比利时		427 (n. a.)		1326 (n. a.)	
保加利亚		2815		2327	85
瑞　士		4918 (23)		1788 (8)	
塞浦路斯[2]	1227				
捷　克		1909		3479	
德　国		14 616 (39)		20 264 (70)	
丹　麦		430 (196)		1263 (371)	
爱沙尼亚	3537 (114)	184	1540		
西班牙		17 110 (254)		18 765	
芬　兰[3]		2602		4275	
法国		26 492 (1004)		21 374	
英　国		6077 (476)		11 913	
希　腊		11 732 (267)		4319	
克罗地亚		1210		1248	
匈牙利		1481		2762	268
爱尔兰		1850 (117)		439	
冰岛		851			
意大利		11 284 (431)		10 713	
立陶宛	5007 (39)		1672		
卢森堡		259 (18)			
拉脱维亚	3946 (63)		1258		
黑　山		400		280	
马其顿		103		507	
荷　兰	1282 (85)	828 (4)			
挪　威[4]		613 (2)		2013	
波　兰[1]		445		8355	
葡萄牙[5]		8004 (1)		5303	114
罗马尼亚		3467 (42)		1973	
塞尔维亚		4755		4867	159
瑞　典		2234		1693	
斯洛文尼亚[6]		4469 (30)		10 708	
斯洛伐克		328		508	
北爱尔兰		728		1521	

续表

国家或地区	<220kV (km)	220kV (km)	330kV (km)	380/400kV (km)	750kV (km)
各国合计⑦	14 999	135 996 (2906)	4470	146 236 (1754)	626
乌克兰西部⑧		755	42	339	208

①2009 年底的值。
②<220kV 为 2009 年底的值。
③另加 400kV 直流架空线 33km 和 100km 海底电缆。
④另加 450kV 直流海底电缆 290km。
⑤另加波兰和瑞典之间 254km（总长）450kV 直流海底电缆。
⑥另加 750kV HVDC 550km，其中 460km 为电缆。
⑦ENTSO-E 计算的 TSOs 成员国家总和。
⑧乌克兰西部布尔什滕（Burshtyn）岛与 ENTSO-E 互联的同步电网。
资料来源：《ENTSO-E 统计年报（2010）》。

由于历史原因 ENTSO-E 划分为欧洲大陆、爱尔兰、英国、北欧和波罗的海五个区域集团。

欧洲大陆区域输电运行集团　涵盖 UCPTE 的 24 个国家共 29 家输电公司。

UCPTE 有互联运行、发电厂运行和运行统计三个工作组，根据专题需要可成立临时工作小组进行研究。ENTSOE 无权介入有关国商定电力供应或交换的合同，也不能从事商业活动。UCPTE 的主要活动是拟订技术规程和建议，其目的为：①协调同步运行的联合电力系统，特别是关心运行的安全性；②运行协调相邻联合电力系统的界面，以保证系统交互的有效管理；③通过建立技术和组织条件，促进实现电力交换和提供相互支持，达到最有效地利用发电和输电系统；④通过成员国间的经验交流，提高总体技术水平。

UCPTE 联合电力系统的运行，由各国调度中心管理各自的电力系统，并根据合同的规定交换电力，按联络线功率、频率偏移进行控制。电力的交换由互联的双方协定，有故障情况下相互支持、短期送电协议、中期送电协议及长期供电合同等几种方式。①故障情况下相互支持。当联合电力系统中某一电力系统发生功率短缺或负荷突变时，全电力系统所有参加一次调节的发电厂均在几秒钟内自动调整其备用容量，以补充短缺的功率或突然增加的负荷，但借方必须尽快偿还。②短期送电协议。在不同电力系统之间可按日或按周商定送/受电量，以代替本国成本较高的发电厂发电。③中期送电协议。利用多余容量解决某电力系统暂时的和可预见的容量短缺，协议有效期为几个月到几年。④长期供电合同。作为发电厂建设的一种补充手段，有效期为 5 年以上。

英国输电运行集团　英格兰、威尔士、苏格兰和北爱尔兰互联的电力系统。

(1) 电力系统发展历史。20 世纪 20 年代中后期，英国的电力企业独立地分散于各地，相互没有联系。到 1935 年建成了 132kV 的电力系统，1953 年首条 275kV 联络线建成，第一条 400kV 联络线于 1965 年投入运行，至 1970 年已建成 400kV 高压输电网络。英国中央发电局和法国电力公司有±280kV、2000MW 的海底电缆联络线，主要用于法国向英国提供廉价的核电。

(2) 电力系统现状。英国电力系统的供电范围为英格兰、威尔士、苏格兰和北爱尔兰。2009 年英国总的发电容量达到 88.02GW，其中煤电占 38.1%，燃气及联合循环占 37.5%；水电占 4.6%；核电占 15.6%；风电及新能源占 8.2%。近 20 年来发电装机容量变化见表 3。

表 3　英国发电装机容量、发电量及燃煤发电比重

时间(年)	1990	1995	2000	2005	2007	2009	2010	2011
装机容量 (GW)	73.20	7012	78.39	82.38	84.5	88.02	93.45	9382
发电量 (亿 W·h)	3197	3374	3771	3983	3931	3767	3818	3678

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

构成英国电力系统的主要线路是 400kV 和 275kV 的输电线。至 2009 年已建成的输电系统中 400kV 线路 11 500km，275kV 线路 9800km，132kV 线路 5250km。

英国配电系统的标准电压等级是 132、33、11kV 和 415/240V 四级。此外，在少数地区还有将要淘汰的 66、22、6.6kV 以及 6.6kV～650V 以下的电压等级，20 世纪末采用从 132kV 直接降压到 11kV 向负荷密度高的地区供电。

城市中高压配电线路均为地下电缆。在相邻变电站之间均有联络线，正常运行时开路，故障时自动切换。从 11kV 降压为 415/240V 的降压变电站一般设在用户范围内，或住宅小区内。道路上的配电变压器均置于地下。低压系统采用三相四线制供电，线电压 415V，单相 240V。都市中的低压线基本上都是电缆线。郊区、农村高压配电系统为树枝状架空线供电。

英国电力工业改革。在 1947 年英国电力工业实现国有化以后，英格兰和威尔士地区的发电和输电系统由国营中央发电局（Central Electricity Generating Board，CEGB）垄断经营，而配电则由地区电力局（Area Electricity Board）分区经营。苏格兰地区的电业则分别由南苏格兰电力局和北苏格兰水电局分营。

英国的电力市场化改革始于 1979 年，为了减少政府对经济的直接干预，进行了一系列国有行业私有化改革。1988 年，英国议会通过了《电力私营化法案》。1990 年开始电力市场体系与运营模式改革，已经历了 3 个阶段：①电力库模式阶段（Power Pool）。1990 年英国建立了电力市场交易机构，名为电力联合运营中心（Power Pool），发电厂直接将电卖给电力联合运营中心，大用户直接从电力联合运营中心购电。②新电力交易模式（NETA）。2001 年 3 月起取消电力联合运营中心（PowerPool），实施新电力交易模式（new electricity trading arrangement，NETA），其基本原则是电能交易通过交易商之间的双边合同实现，并允许电力交易中间商进入市场。英国有三个电力交易所负责全英的电力交易，即英国电力交易所（UKPX）、英国自动电力交易所（UKAPX）及国际石油交易所（International Petroleum Exchange，IPE）。以合同市场为市场的主导形式，约有 90%的电力交易是双边合同期货（一年或更长时间）的交易，只有 5%通过平衡机制的现货交易和 5%的不平衡电量结算。③英国电力交易和传输协议（BETTA）。2005 年英国电力交易和传输协议（BETTA）正式开始实施。之后，2011 年 7 月 12 日英国政府发布了“规划我们的电力未来——关于发展安全、价格适宜和低碳电力的白皮书”和《可再生能源路线图》。这次改革的关键点包括：执行碳最低保证价（carbon floor price，CFP）计划，保证碳的价格合理，更有

力地激励投资者投资于低碳发电；推出新的长期合同（实施上网电价，签订差价合同），为投资者投资于各种低碳发电形式提供稳定的财务激励；规定排放性能标准（emissions performance standard，EPS）为 450gCO_2/(kW·h)；实施容量机制（capacity mechanism），包括满足需求的容量以及发电的能力。

英国电力行业改革道路依然漫长，白皮书的发布标志着英国电力改革进程又迈出了新的一步。

北欧输电运行集团　丹麦、芬兰、冰岛、挪威、瑞典等北欧国家的电力系统通过联络线相互连接，实现电能的交换。

北欧电力联合组织（Nordic Organization for Electric Power Cooperation，NORDEL）建立于 1963 年，由丹麦、芬兰、冰岛、挪威和瑞典 5 国组成。

挪威和瑞典的水能资源都很丰富，挪威是 5 国中水电比重最大的国家，其技术可开发的水能资源为 162TW·h/a，瑞典为 135TW·h/a。丹麦和芬兰都是以火电为主要电源的国家，天然气发电和风力发电的容量比重较大；芬兰可用于发电的水力资源不多。冰岛有不少可以利用的水能和地热资源，是以水电为主要电源的国家，还有褐煤和泥煤资源，因而有能源自给的良好条件。北欧 5 国中，仅瑞典和芬兰拥有核电。

在瑞典、挪威、芬兰和丹麦 4 国各自的电力系统中，现已建有大量的 110～400kV 的输电线路。

NORDEL 成员国中除冰岛的电力系统单独运行外，其他 4 国的电力系统已形成联合电力系统，在这个联合电力系统中，国与国间的电力交换通过签订合同实现。各国间建有交、直流联络线共 22 条，其中 400kV 联络线 8 条。丹麦与挪威间有直流±250kV 和±285kV 输电线互联。丹麦与瑞典间有直流±250kV 和±285kV 输电线互联。芬兰与瑞典间有直流±400kV 海底电缆互联。另外，在丹麦与德国陆地间除有 3 条交流 400kV 联络线和 2 条 220kV 联络线外，还有 1 条±400kV 的直流海底电缆联络线。在瑞典与德国之间也有±400kV 的直流海底电缆联络线。在芬兰的东部与俄罗斯间，除有 3 条 110kV 的交流联络线外，还有短距离的±85kV直流联络线。在挪威的最北端和俄罗斯间也有 1 条 154kV 交流联络线。

北欧电力市场（Nord Pool）是一个逐步发展建设的市场。1991 年挪威最先组建国家电力市场，1996 年 1 月瑞典率先加入，1998 年 6 月芬兰加入，1999 年 7 月丹麦西部加入，2000 年 10 月丹麦东部加入，标志着历时 10 年包括北欧四国的统一电力市场的形成，这是世界上第一个跨国家的电力市场。作为世界上第一个跨国电力市场，它的运行是成功而且高效的，其经验也被其他国家和地区的电力市场改革所借鉴。

(1) 北欧电力市场组织结构。主要包括市场交易机构（power exchange）、输电系统运营机构（transmission system operations，TSO）和市场主体（marker participants）。

(2) 北欧电力市场结构。由电力批发市场和电力零售市场构成。电力批发市场（whole-sale Market）包括柜台交易（over-the-counter，OTC）市场、双边交易市场（bilateral market）、北欧电交所和北欧电力实时市场（real-time markets）等。电力零售市场（retail market）向全部电力用户开放，所有用户特别是居民用户可以通过零售市场选择自己满意的零售商，也可以选择合适的电能交易合同类型进行签约，享受零售商提供的各项售电服务。

爱尔兰输电运行集团　爱尔兰输电运行集团只含爱尔兰一个国家，爱尔兰通过北爱尔兰、苏格兰进入英国电网即成为欧洲电网的一部分。爱尔兰 2010 年输入电量 744GW·h，输出电量 293GW·h，装机为 8471MW，其中风电为 1538MW，占总容量的 18.2%。

波罗的海输电运行集团　由波罗的海沿岸的爱沙尼亚、拉脱维亚、立陶宛 3 个国家电网组成的波罗的海环网。其与北欧电网和欧洲大陆电网通过高压交直流互联。立陶宛与波兰通过交流互联，立陶宛与瑞典通过直流互联，芬兰与爱沙尼亚及瑞典与波兰之间通过直流电缆互联。

oufa shijian meijufa

偶发事件枚举法　(random event enumeration method)

一种评估发输电系统可靠性的解析方法。它根据系统中所有元件处于完好状态和故障状态的概率、频率以及元件间的功能关系计算系统的可靠性指标。若系统有 N 个独立元件，每个元件有 m 个状态，那么系统状态总共有 m^N 种，计算量十分庞大。通常只计算那些概率大、对系统功能影响大的系统状态，求得系统可靠性指标的近似值。偶发事件枚举法的主要优点是适应性强，只要系统中各元件间的功能关系可以计算，系统各状态的概率、频率可以计算，这个方法就能适用。发输电系统可靠性分析所用的解析法中主要使用这个方法。偶发事件枚举法的主要缺点是计算量随元件数增加而急剧增加，有时只能采用比较快速的近似功能分析，以便分析较多的偶发事件，求得系统故障状态概率的近似解。

应用偶发事件枚举法的主要步骤包括选择偶发事件、分析偶发事件构成的系统状态、综合同类可靠性指标三步。

选择偶发事件　主要选择故障概率大的偶发事件。首先选择单重故障事件，然后选择二重故障事件，如有必要再分析三重故障事件。

分析偶发事件构成的系统状态　为了区分元件故障对系统状态的影响，需要对系统进行功能计算。为了检验发输电系统的充裕度需进行潮流计算，为了检验安全性需进行稳定计算。如果在给定元件故障时系统能完成其预定功能，那么该系统状态就属于完好状态，否则就属于故障状态。发现系统故障状态后，往往还要对故障后果进行分析，计算相应的可靠性指标。若在采取补救措施后仍然不能消除输、变电元件的过负荷，就要削减某些负荷点的负荷，从而估计故障的严重程度。这样可以计算出系统故障状态的概率、频率以及各负荷点的电力不足概率、频率、电量不足期望值（见发电系统可靠性指标）等指标。

综合同类可靠性指标　将所有系统完好状态的概率相加可得系统完好状态概率的下限，由 1 减去此下限就是系统故障状态概率的上限，所有系统故障状态的概率累加就是系统故障状态概率的下限。综合其他反映系统故障后果严重程度的指标，便可相应地得到系统故障后果严重程度指标（见发电系统可靠性指标）。

如果分析了所有系统状态，就可得到系统故障概率精确值，但这是很难做到的。为节省时间，一般是分析概率较大

且故障后果严重的系统状态。

对大型电力系统进行可靠性评估时，为了判断扰动后是否发生异常情况，需要进行偶发事件开断模拟的数量非常巨大，实际中分析的状态只是整个状态的子集。一方面，不是每个状态都会对系统的可靠性造成影响，因此如果能够识别出危害系统运行的状态，只对这些状态进行事故后的系统行为分析，则可减少计算量。另一方面，还可对那些原来被忽略的但对系统运行有危害的状态进行分析，以提高分析计算的精度。已有文献提出用神经网络分类法识别电力系统中的有害状态，用敏感度分析法筛选对系统可靠性影响较大的元件，以减少计算量，提高计算效率。

参考书目

R Billintan, N Allan R. Reliability Evaluation of Power Systems. London: Kluwer Academic/Plenum Publishers, 1996.

P

paike fangcheng

派克方程 (Park's equation) 见同步电机数学模型。

peidianwang diaodu xitong

配电网调度系统 (power dispatching system for distribution network) 依据配电网在正常及事故状态下的运行控制要求，对配电系统中的设备实现实时监视、协调优化和远方操作的自动化系统。对于主网、配网调度分开的管理模式，配电网调度系统用于配电网调度，在调度业务上服从地区调度的统一调度，并在地区调度的统一领导下指挥管辖电网的运行、操作和事故处理。(见电力系统调度分层控制)

配电网调度的目标包括：①满足配电网负荷的供电量需求，在调度周期内的负荷水平及检修需求条件下，配电网应能够为所有负荷提供充足的电力；②满足供电质量要求，配电网运行在额定电压附近且不超出电压上下限、保持功率因数在规定范围内；③调度操作要求，在调度周期内，既要通过运行方式的调整保持配电网总体运行成本最小，又要减少调度过程中付出的操作代价，保证设备动作次数最少。

配电网调度系统实现的主要功能包括：①配电网运行情况的实时监控，随时掌握所辖配电网的有功和无功功率、电能质量、事故和越限报警情况，并及时做出反应；②按照配电网安全经济运行要求、检修停运需要等，安排和实现配电网的最佳运行方式；③针对改变配电网运行方式所需的系统操作进行管理，如发布操作命令或审批操作票，指挥操作人员按程序正确执行操作步骤等；④配电网异常情况及事故处理，对设备故障造成开关设备跳闸并已停电的事故进行故障隔离、恢复供电的工作。

配电网调度系统主要包括配电网监控与数据采集系统(distribution supervisory control and data acquisition，DSCADA)和配电网能量管理系统(distribution energy management system，DEMS)两部分。前者的任务是实时收集配电系统数据并监视其状态；后者从前者取得实时数据，经过分析处理后，向其发送相关控制信息。

配电网监控与数据采集系统 通过馈线终端(feeder terminal unit，FTU)、站所终端(distribution terminal unit，DTU)、配电变压器终端(transformer terminal unit，TTU)、远动装置(remote terminal unit，RTU)收集变电站和馈线的实时数据，实现变电站和馈线自动化的远动功能监测和控制的系统。该系统是配电系统自动化的基本模块。

由于配电网存在大量、分散的数据采集点，数据采集系统具有较高的数据传输实时性要求，一般采用分层组织测控单元的方式，即把分散的RTU/FTU/TTU/DTU组织成若干个通信区域(子站)，监控信息首先在通信区域内集中，然后再上传到配电监控中心(主站)。一个主站可以对应多个子站。若分散的测控单元数量巨大，还可以进一步分层，子站也可以有二级直至多级子站。这样既节约了主干通道，又使得DSCADA系统可以继承输电SCADA系统的成熟经验和成果。图1所示的配电网数据采集系统分层体系结构中，DSCADA子站相对于SCADA主站来说起远方监控终端(RTU)的作用，相对于RTU、TTU又起SCADA主站的作用。这种主站加子站的分层组织方案较有利于配网自动化工作的开展和实施。

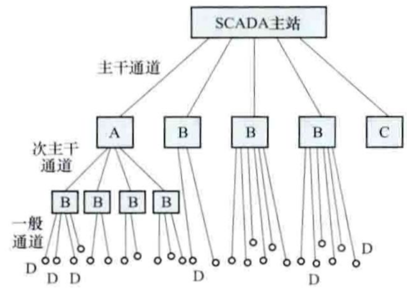


图1 配电网数据采集系统分层体系结构

A—SCADA一级子站；B—SCADA二级子站；C—开闭所或变电站RTU；D—FTU

采集对象 通过RTU所监视控制的变电站设备有：①断路器和其他开关设备的状态；②重合闸开合状态；③带负荷调整变压器的抽头位置；④静止补偿电容器组；⑤数字保护装置的整定值组位置等。通过FTU所监视控制的馈电线路设备有：①线路重合器状态；②分段器和柱上断路器状态；③静止补偿电容器组状态；④电压调整器位置状态等。

通信方式 包括主站对子站、主站对现场终端、子站对现场终端、子站之间、现场终端之间的通信等。区域不同、条件不同，通信方案也多种多样，主要有光纤、有线电缆、电力载波、微波、扩频等，在配网自动化技术不够成熟的情况下，采用混合通信方案是比较符合实际的原则。(见配电自动化通信系统)

主要功能 配电网监控与数据采集系统的功能主要包括数据采集、安全监视与报警、事件顺序记录和扰动后追忆、数据预处理、趋势曲线和棒图、动态线路着色、地理接线图、支持无人值班的变电站自动化等。

数据采集，即遥测和遥信。通过RTU实时搜集到的测量值和状态量，与人机会话软件所生成的各种画面相结合，在屏幕上以单线图、列表等各种画面形式显示配电系统的实时运行工况。

安全监视与报警。当配电系统中的任一设备(变压器、线路、母线等)发生过负荷、越限或是断路器事故跳闸时发出警报。报警的方式，除画面上闪光、报警行和报警表显示并随即打印出报警内容外，还可配以不同的音响，用以提醒调度员注意。

事件顺序记录和扰动后追忆。事件顺序记录要记录多继电保护和断路器先后动作顺序和次数，其动作时间的分辨率，同一RTU站内一般为1ms，站间为10～20ms。扰动后追忆记录包括断路器动作、遥测变化、控制操作等在内的全

部历史信息，其时间分别率一般为秒级。

数据预处理。包括派生测点及数据计算等，前者是通过对实时数据的实时运算，推导出无法进行实时采样的派生测点；后者是对各自终端量测数据进行预处理，计算出要监视的其他数据。

趋势曲线和棒图。采用趋势曲线和棒图（直方图）显示实时运行工况趋势，并和计划值进行比较的一种直观醒目的表达方式。它也可用来对几种实时数据进行同步比较，如频率与负荷、三相负荷的平衡程度等。

动态线路着色。把线路（含母线）改为和断路器同样的动态显示，图形随线路（含母线）工况而变，如带电为绿色、不带电为白色、接地为黄色等。与遥信有关的断路器使用动态显示，图形随断路器工况而变，如空心方块表示“合”，实心方块表示“开”等。而与遥测有关的发电机、变压器和线路（含母线）用的是静态图形，运行工况由遥测值的变化来反映，其图形并不变化。

地理接线图。使单线图与地理图结合，反映出配电网的地理走向和区域划分，便于工况监视和故障处理。该功能需要通过 AM/FM/GIS 为 SCADA 提供作为背景画面的地理图。

支持无人值班的变电站自动化。解决保护功能进入无人值班的变电站自动化后所需增加的一些新功能，包括：①保护的远方投切；②保护定值的远方整定和运行方式改变时的定值选择；③保护运行工况的监视和报警；④变电站运行报告（含保护）的生成；⑤变电站故障报告（主要是故障录波和故障测距数据）的搜集等。

配电网能量管理系统 根据电网运行情况、用户负荷特点及重要程度，在正常情况下，对用户电力负荷进行监测和控制，平坦系统负荷曲线，优化系统运行；在事故或紧急情况下，自动实现负荷管理，保证重要负荷不间断供电以及整个电网安全运行的计算机管理系统。（见电力系统负荷、电力系统负荷曲线）

配电网能量管理系统一般以市（地）为基础，基本层次如图 2 所示。在规模不大的情况下，可不设县（区）能量管理，而让市（区）能量管理系统直接管理各大用户和中、小重要用户。

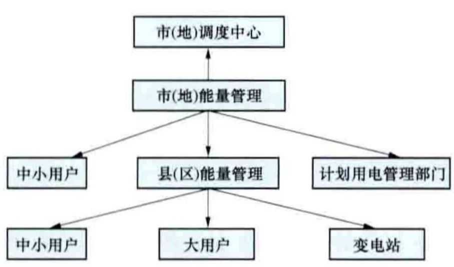


图 2 配电网能量管理系统的基本层次

主要功能 包括管理功能、负荷控制功能、数据处理功能、系统自诊断自恢复功能、通信功能以及其他功能等。

管理功能：编制负荷控制实施方案。

负荷控制功能：①定时自动或手动发送系统分区、分组的广播命令，进行跳、合闸操作；②发送功率控制、电能量控制的投入和解除命令；③峰、谷各时段的设定和调整；④对成组或单个终端的功率、功率控制时段、电能量定值的设定和调整；⑤分时计费电能表的切换；⑥系统对时；⑦发送电能表读数冻结命令；⑧定时和随机远方抄表。

数据处理功能：①数据合理性检查；②计算处理功能；③画面数据自动刷新；④异常、越限或事故告警；⑤检查、确认操作密码口令及各种操作命令；⑥实时负荷曲线（包括日、月和特殊用户）绘制（见电力系统负荷曲线），图表显示和拷贝；⑦随机查询。

系统自诊断自恢复功能：①主控机双机自动/手动切换；②系统软件运行异常的显示告警，自动或手动自恢复功能；③整个系统硬件包括信道的工作状态显示等。

通信功能：①与电力调度中心交换信息；②与上级负荷控制中心或计划用电管理部门交换信息；③与计算机网络通信。

其他功能：①调试时与终端通话；②对配电网中各种电气设备分、合闸操作及运行情况进行监视。

控制方式 主要包括分散控制、集中控制和用户负荷自觉控制三种。

负荷分散控制。利用孤立的、分散安装于用户当地的负荷控制装置，按事先整定好的用电量、用电时间等数值对负荷进行控制的方法。一般采用典型的分散型负荷控制装置，如用定时开关控制路灯和固定让峰设备，用电力定量器控制一些用电指标比较固定的负荷等。

负荷集中控制。指由供电部门为主要实施者，建立远方负荷集中控制系统，对控制区域内大耗电量、可中断供电的负荷进行重要程度排定，并监视其用电计划的执行。在负荷高峰时，按用户优先程度由低到高的顺序，从中央控制系统依次发送控制指令，切除负荷、避峰用电，把限电的损失减到最小。在非峰值负荷时，解除对所有被控负荷的控制，允许负荷重新投入。

用户负荷自觉控制。指采用多种电价形式，使电价随需求变化，负荷高峰和低谷的电价有适当的差别，从而刺激用户从经济的角度出发，自行安排设备用电时间，实现电网的削峰填谷的目的。（见需求侧管理决策支持系统）

发展趋势 传统的能量管理是指由电业部门或独立发电单位所进行的抑制负荷增长、改善负荷曲线的形状（包括削峰、填谷和错峰）等活动。配电网能量管理已经由电力部门（供方）单方面管理用户负荷，向着调动用户（需方）的积极性，双方密切配合，共同实现能量管理的目标发展，并逐步与需求侧管理决策支持系统融合。未来配电网能量管理系统的内容将更加丰富，不但包括负荷管理措施的建立、评价与实施，战略节电与战略负荷等计划的实现等功能，同时还可以为电力企业和用电客户提供智能化的信息服务和技术分析。

参考书目

杨武盖，路文梅，郑志萍．配电网及其自动化．北京：中国水利水电出版社，2007.

张永健．电网监控与调度自动化．2 版．北京：中国电力出版社，2007.

peidianwang tingdian guanli xitong

配电网停电管理系统

(outage management system for distribution network) 实现配电网各类停电事故的统计、分析、处理等功能的软件系统。配电网停电管理系统包括故障停电管理和计划停电管理，是减少停电恢复时间、有效管理配电系统运行的重要手段。系统的主要功能包

括停电显示、停电分析及统计、停电模拟、停电方案分析、工作操作票管理、Web 发布等。配电网停电管理系统中针对停电的处理工作，分别通过故障报修应答系统和设备检修管理系统来实现。

停电显示 在系统接线图上通过着色方式显示线路和设备的带电状态。在无法获取线路运行实时信息的情况下通过读取系统数据库历史数据显示线路设备状态。改变开关状态或确定停电地点后，利用电网拓扑分析手段，可显示停电线路。与监控与数据采集（supervisory control and data acquisition，SCADA）系统结合可以实时显示开关和变压器等的状态信息，并可以设置一定的刷新时间和刷新频率，实现动态更新显示。把变压器所带负荷按区域划分成供电台区，建立配电网的低压供电台区，可在地理信息系统（geographic information system，GIS）上将一个变压器故障影响的供电范围通过着色进行显示。

停电分析及统计 在停电显示的基础上实现停电数据的归纳与检索功能。利用系统数据库可对与停电线路相关的电力设备属性数据进行检索，对停电设备进行统计。根据线路设施之间的连通关系，分析出可隔离的设备点以及受影响的用户区域。停电分析主要包括供电电源分析、网络实时分析、配变供电范围分析三种。

供电电源分析 在电网图上任意选取一条线路，通过网络拓扑追踪功能，自动追踪到该条线路的供电电源点，如变电站的某条出线或某个区域的供电电源点。

网络实时分析 分析并显示当前实时状态下的供电方式和供电范围，包括变电站和开关站的出线分析和各个支线开关的向上或向下追踪。

配变供电范围分析 在电网图上选中某个配变，自动将该配变的供电范围进行显示，并列出该配变所带全部用户的信息。

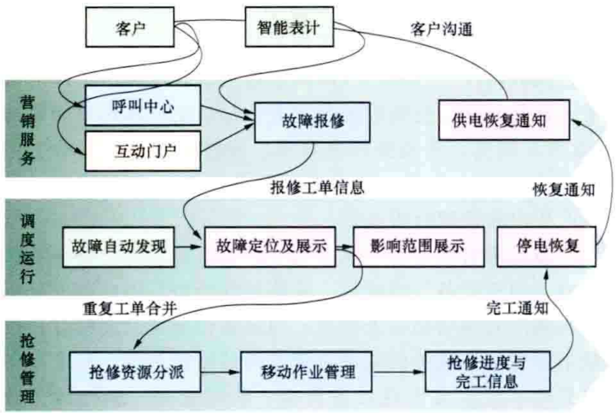
停电模拟 在停电模拟状态下，对线路的操作以及设施状态的改变都只存入临时数据库，在模拟状态结束之后可以撤销所有的操作，对系统实际运行状态不进行更改。主要包括停电计划模拟、预想事故模拟和倒闸操作票模拟三种。

停电计划模拟 根据拓扑关系计算出受影响的线路和用户，根据选定的电力设备，追踪上游供电的变电站或者电源点，分析假定的设备停电需要检查的电源设备。停电模拟在准备进行开关操作时显得尤为重要，可以检验计划的操作是否会导致系统的过载或产生过电压。在停电模拟过程中，越限状态可以通过动态颜色变动来显示。

预想事故模拟 可以假设某个配电设施或者某条线路出现故障，分析预想事故影响的供电范围、停电区域内包括的重点用电户以及可能导致的停电损失。

倒闸操作票模拟 无论计划检修还是故障抢修，执行之前都需要进行倒闸操作模拟，进行设备开断以及挂牌摘牌模拟，确保方案的万无一失。

停电方案分析 包括计划停电方案制订分析和故障抢修停电方案分析。进行计划停电方案分析时，通过调用系统数据库中保存的停电历史记录以及线路设备运行历史记录，在线路供电可靠率以及停电影响最小等指标的约束下，制订出辅助的计划停电方案。出现故障抢修情况时，把故障分为故障区域和非故障区域并隔离，在停电分析功能里已分析统计出可隔离设备点，制订停电方案时从其中找出最佳的隔离设备点。在线路的电压、电流约束和保证线路负荷平衡的前提下，进行线路的负荷转移操作，最大可能恢复非故障区域供电，保证对重点用电户的供电，使故障影响降到最低，停电损失降到最小，找出最佳的抢修路径（不一定是最短路径），在最短时间内完成抢修恢复故障区域供电。图示为配电生产抢修指挥平台。



配电生产抢修指挥平台

工作操作票管理 操作票是在配电系统中执行预先确定的开关操作时，按开关操作程序要求进行操作的程序清单。操作票管理能按操作票指定的顺序自动执行开关操作，也能按指定的顺序分步手动执行开关操作，管理包括开关设备的断开和闭合、挂牌与摘牌等任务。操作票管理需要具备一些判断功能，如在挂“检修”工作标识牌时，禁止进行遥控操作等，以保证工作人员的安全。在每次执行完操作后，需把相关记录以及工作操作票按标准格式存入系统数据库，以备查询统计。

Web 发布 包括主要公告停电、设备检修状态等，发布近期配电网改造方案，通过 Web 浏览器对停电数据和分析结果进行浏览和查询，这些可有效提高管理部门对电网停电的监控能力。

故障报修应答系统 针对配电网故障监测或投诉信息，通过配电网设备生产与运行调度等软件系统的支持，为停电与转供电方案的制订和故障抢修工作提供辅助决策支持的软件系统。故障报修应答系统具备故障诊断和定位、故障抢修和恢复供电、故障信息统计分析和报表打印等三项主要功能。

故障诊断和定位 根据配网安全监控和数据采集系统和用户故障报修电话资料，调用自动绘图/设备管理/地理信息系统（automatic mapping/facility management/geographic information system，AM/FM/GIS）、用户信息系统（consumer in formation system，CIS）及故障检测和网络拓扑等相关子系统，自动地把投诉电话和故障停电联系起来，估计出故障区段，分析出故障停电的范围，并排出可能的故障点顺序。然后参照具有地理图背景的单线图和配网的连接方式来确定哪一些设备有可能发生故障，指挥现场人员迅速准确地找到故障区域，并隔离故障点。

故障抢修和恢复供电 帮助调度员寻找处理故障的最佳方案，尽可能临时迅速恢复供电且不会导致设备过载或引发

大的电压下降，或尽可能使更多的用户供电得到恢复；在故障抢修过程中，还可帮助调度员分析、安排和协调抢修队伍，向维修部门下达抢修命令，以便尽快完成最关键的抢修任务，提高工作效率；也可接受调度员的命令，临时修改更新故障报修应答系统的数据，选择合理的恢复供电操作顺序。当停电范围较大时，故障报修应答系统能帮助调度员根据各故障的轻重缓急，将重要工作首先处理。

故障信息的统计、分析和报表打印　当系统恢复供电后，以一定的时间周期或在工作人员的请求下打印出停电报告，包括故障停电区域、故障发生地点、故障类型、停电的发生及恢复时间、受影响的用户数、每一受影响用户的负荷（或电量）损失、开关操作次数等。同时，对系统的所有停电故障进行统计分析，按故障原因及设备分类进行停电统计，产生可靠性统计报表等。

设备检修管理系统　根据采集终端收集到的设备缺陷状态信息，调用设备管理模块、缺陷管理模块、运行数据分析模块和缺陷管理辅助功能模块，为设备检修计划的制订和设备缺陷管理的实现提供辅助决策支持的软件系统。配电设备检修管理系统主要实现设备管理、缺陷管理、运行数据分析、缺陷辅助管理等功能。

设备管理　主要实现设备资产数据信息查询与编辑、网络拓扑数据信息查询与编辑、设备台账及报表查询与编辑等。

缺陷管理　主要完成缺陷录入、检修计划生成、检修结果录入、检修结果审核、缺陷参数信息编辑以及缺陷检修情况存档。

运行数据分析　主要包括配电变压器寿命损失统计、配电线路段线损异常（突增）分析、配电变压器中性点断线异常分析、配电线路段电压越限异常分析等。

缺陷辅助管理　主要完成巡视情况记录和定期试验数据记录工作。

peidian xitong

配电系统

（electric power distribution system）　从输电系统或地区发电厂接受电能、再分配给各用户的电力系统。配电系统的电压等级可以有多种。例如：在中国，配电系统的电压等级分为高压配电电压（110、66、35kV）、中压配电电压（20、10kV）和低压配电电压（380/220V）。世界上许多其他国家依照传统习惯将10kV及其相邻电压称为一次配电电压，将380/220V及其相邻电压称为二次配电电压，而将110、66、35kV等在电网发展历史中曾经起过输电作用的电压等级称为次输电电压。中国将次输电电压称为高压配电电压，以突出其配电性质。

配电系统是电力系统中直接面向终端用户的环节，直接关系着用户的用电可靠性和用电质量，在电力系统中具有重要的地位。不同电压等级的配电网络之间通过变压器连接成一个整体配电系统。当系统中任何一个元件因检修或故障停运时，其所供负荷既可由同级电网中的其他元件供电，又可由上一级或下一级电网供电。

配电系统构成

配电系统由各配电电压等级的配电设备或设施构成。主要的配电设施包括配电变电站、馈线、开关站、环网开关柜等。配电设备按功能可分为一次配电设备和二次配电设备。一次配电设备用于直接配送电能，主要包括配电线路、配电变压器、自动调压器（或电压调整器）、配电电容器、（配电）母线和配电开关设备、电流互感器（TA，见电磁式电流互感器）、电压互感器（TV，见电磁式电压互感器、电容式电压互感器）和避雷器等都属一次设备。二次配电设备用于实现系统各种配电运行变量的测量、保护与控制等，主要包括馈线终端单元（feeder terminal unit，FTU）、变压器终端单元（transformer terminal unit，TTU）、故障指示器，以及熔断器、按钮、指示灯、控制开关、继电器（见保护继电器）、控制电缆、仪表、信号设备、自动装置等。

配电系统分类

配电系统往往按电压等级、所在地域或服务对象、配电线路型式的不同而分类。

按电压等级划分　包括高压配电系统、中压配电系统和低压配电系统。

高压配电系统　由高压配电线路和配电变电站组成的向用户提供电能的配电系统。它的功能是从输电系统或高压电源接受电能后，直接向高压用户供电，或通过变压器为中压配电网提供电源。在中国，高压配电系统包括110、66、35kV三个标准电压等级，一般城市配电网采用110kV作为高压配电电压，在中国东北地区则采用66kV作为高压配电电压，少数地区是110kV和35kV两种电压等级并存。高压配电系统具有容量大、负荷重、节点相对较少等特点。高压配电系统对供电可靠性要求较高，一般在一条高压配电线路或配电变电站的一台变压器停电时，电网仍应能满足用户全部用电的需要。

中压配电系统　由中压配电线路和中压配电变电站（配电变压器）组成的向用户提供电能的配电系统。它的功能是从输电系统或高压配电系统接受电能，向中压用户供电，或向各用电小区负荷中心的中压配电变电站（配电变压器）供电，再经过变压后向低压配电网提供电源。在中国，中压配电系统采用10kV作为标准额定电压，少部分地区试点建设了20kV电压等级。中压配电网具有供电面广、容量大、配电点多等特点。中国《城市电力网规划设计导则》规定：向市区供电的中压配电网，应能保证当任何一条10kV线路的出口断路器计划检修停运时，保持向用户继续供电；事故停运时，通过操作能保持向用户继续供电，不过负荷，不限电。

低压配电系统　由低压配电线路及其附属电气设备组成的向用户提供电能的配电系统。它的功能是以中压配电变电站（配电变压器）为电源，将电能通过低压配电线路直接配送给用户。低压配电线路供电容量不大，但分布面广，除少量集中用电的用户外，大量是供给城乡居民生活用电及分散的街道照明用电等。中国《全国供用电规则》规定，低压配电网采用三相380V/单相220V的低压额定电压。低压配电网负荷点多而分散，一般情况下，用电量较少，负荷重要性较低，停电后影响相对较小，不一定配置备用电源。但对于负荷密度较高，一旦停电将造成严重影响的地区，除要求不停电作业外，还要在接线上考虑减少检修造成停电的机会。

按所在地域或服务对象划分 包括城市配电系统和农村配电系统。

城市配电系统 向城市及其郊区分配和供应电能的电力系统。它分为高压配电系统、中压配电系统和低压配电系统。城市配电系统连同为其提供电源的输电线路及地区变电站统称为城市电力网，简称城网。城网是电力系统的重要组成部分，其用电负荷密度比较大，供电质量和可靠性要求高。每个城网既是电力系统的一个重要组成部分，同时又是电力系统所服务的城市建设中的一项重要基础设施。为此，城网建设要与城市建设紧密配合，同步实施，还要与环境协调，与景观和谐。

农村配电系统 供应县（县级市）范围内的农村、乡镇、县城用电的电力系统，简称农网。其主要负荷是农业用电与郊区用电，也包括乡镇企业的工矿用电和商业用电，以及居民生活用电。农村配电系统的供电地区范围与城市配电系统不同，它以地区供电、配电为主，电压等级在110kV及以下，包括大量的小型农村配电变电站，以及长线路、多分支、低负荷与用户分散的线路等。中国规定，县（县级市）和县以下的配电网统称为农村配电网，其中包括县城和乡镇的配电网，及其郊区的农村配电变电站与农村配电线路。中国的农网供电方式与城网的供电方式基本一致。

按配电线路型式划分 包括架空配电网和电缆配电网。

架空配电网 由架空导线、杆塔和杆上变压器等组成的向用户供电的配电网。架空线路的优点是：①结构简单，架设方便，投资少；②传输电容量大，电压高；③散热条件好；④维护方便。缺点是：①网络复杂和集中时，不易架设；②在城市人口稠密区架设既不安全，也不美观；③工作条件差，易受环境条件，如冰、风、雨、雪、温度、化学腐蚀、雷电等的影响。

电缆配电网 由地下配电电缆线路和配电变电站组成的向用户供电的配电网。电缆配电网与架空配电网的功能相同，但电缆的建设和运行费用昂贵，因此只在为满足供电安全或城市景观要求或架空线走廊有困难的地方，以及负荷密度高、用架空线不能满足要求时，才采用电缆线路。根据中国的城市发展情况，原本采用架空配电网的城市，在发展过程中会随着负荷密度的增高而逐步增加电缆线路的比重，最终在部分区域形成电缆配电网。随着城市建设的发展，电缆配电网将向着高层建筑、地下建设、集中用电、大量用电等方向进一步扩展。

配电系统网络结构

配电系统中各主要电气元件的电气连接型式。在各种网络结构中，通过改变各元件（包括变压器、母线、断路器、配电线路等）的运行状态，可组成正常和异常情况下电能的各种配送方式，从而可以得到不同的供电可靠性、运行经济性以及调度灵活性等。研究配电系统网络结构的目的在于分析配电网络的特点和使用要求，从而选择最适合具体地区配电系统特点的网络接线型式。在选择方法上，一般需要提出多种不同的网络接线方案，然后进行全面的技术经济比较，并考虑工程实施上的可行性等要求，做出综合评价，确定最佳方案。

高压配电系统与输电系统直接相连，一般与输电系统一样具有网状结构。中压配电系统则多采用放射式、环式或网格式等结构方式，正常情况下多为放射状运行。在供电方式上，高、中压配电系统一般采用三相三线制。低压配电系统的网络接线一般采用以配电小室或杆上变压器为中心的放射状结构，不形成环网。这样的低压配电网结构简单、安全可靠，除了采用三相四线制以放射状向负荷供电，有时也通过单相两线线路向单相负荷供电，或通过两相三线线路向两相负荷供电。（见电力网结构）

配电系统网络结构型式基本上分为放射式和网式两大类。在放射式结构中，电能只能通过单一路径从电源点送至用电点；在网式结构中，电能可以通过两个及以上的路径从电源点送至用电点。

放射式配电网 一路配电线路自配电变电站引出，按负荷的分布情况，呈放射状延伸出去，散布于整个供电区域，所有用电点的电能只能通过单一的路径供给（见图1）。放射式配电网的优点是设施简单，运行维护方便，设备费用低，适用于低负荷密度地区和一般的照明、动力负荷供电。只要不超过线路的额定容量并满足电压质量要求，放射式的配电线路就可以逐步延伸，以适应新增加的用电负荷的需要。放射式配电网的缺点是供电可靠性低，一旦配电设施有故障就会造成用户停电。为了弥补这一缺点，部分用户可以视其对供电可靠性要求的不同，从邻近配电网取得适当容量的备用电源。在中压和低压的放射式配电网中，通常还装设分段断路器将线路分成适当的区段，而且在适当的分段处与相邻线路之间装设联络断路器，使得放射式配电线路发生故障时的停电区段缩小，或将部分非故障区段切换到相邻线路，以保证继续供电。以这种型式连接的放射式结构在中、低压配电网中使用较多。

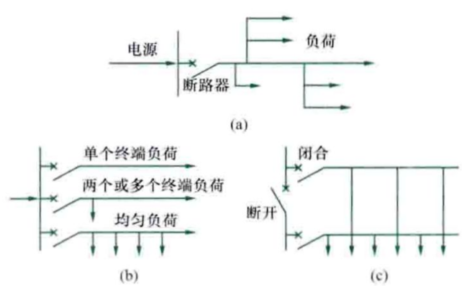


图1 放射式配电网

（a）树枝放射；（b）单线放射；（c）双线放射

网式配电网 可分为多回线式、环式和网络式三种。

多回线式配电网 多回配电线路（一般是平行敷设的）自配电变电站引出接到受电端，正常时各条配电线路并列运行，平均分担全部负荷，当一条配电线路有故障时，可自动将其切断隔离，其余的配电线路有足够容量承担全部负荷（见图2）。多回线式配电网至少有两回配电线路，但一般为3～4路或更多回路。多回线式配电网比放射式配电网可靠性高，一回配电线路故障时，不会造成用户停电，有需要时还可达到在第二回配电线路故障时不使用户停电的要求。电缆配电网故障定位和故障修复时间较长，故常采用这种多回线的结构。多回线式配电网的主要缺点是继电保护配置比放射式配电网的要复杂。

环式配电网 配电变电站引出的配电线路连接成环形，每个用电点自环上不同部位接出（见图3）。简单的环式配电网是两回配电线路自同一（或不同）配电变电站的母线引出，利用联络断路器（或分段断路器）连接成环，每个用电

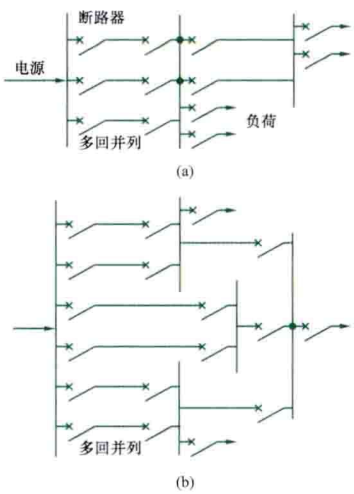


图 2　多回线式配电网

(a) 方式一；(b) 方式二

点自环上 T 形或 π 形支接。当环路上某区段发生故障时，利用分段断路器切换隔离后，其他区段上的负荷可继续供电，这是环式配电网的特点。将联络断路器经常断开，只有当某区段发生故障或停电作业时才倒换闭合的运行方式称为常开环路方式；而将联络断路器经常闭合的运行方式称为常闭环路方式。闭环运行增加保护的复杂性，但可改善配电网内电流分布，减少电压降和功率损耗。环式配电网的主要缺点是：若不配置自动化装置，当线路某一区段发生故障时，此线路将全部停电，要先逐段查出故障点，经隔离后才能恢复非故障段的用户供电。

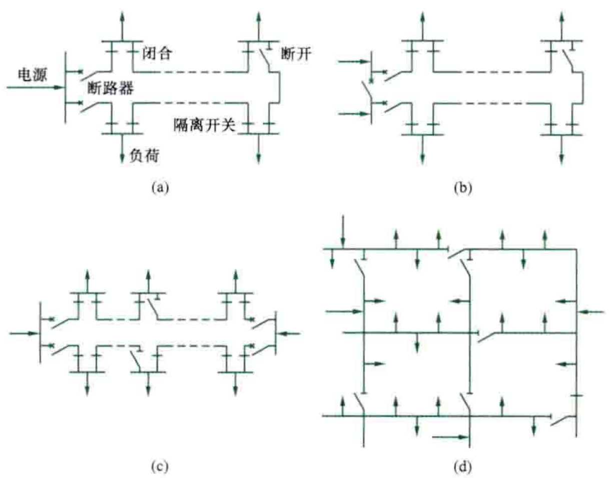


图 3　环式配电网

(a) ～ (c) 环式电缆配电网；(d) 环式架空配电网

网络式配电网　自配电变电站的同一母线引出多回中压配电线路（一般至少 3 路），配电线路上的各配电变压器的低压侧均连接在一起，形成网络布置，用电点都自网络上接出，任何一回配电线路或变压器停电时，用电负荷不会停电。网络式配电网又可分为格网式配电网和点网式配电网两种。

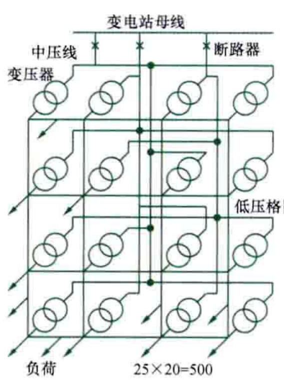


图 4　格网式配电网

（1）格网式配电网。适用于大城市的低压电缆配电网，由来自同一电源但不同配电线路的多台变压器的低压电网实联或通过熔断器并联组成，也称网孔式配电网（见图 4）。例如英国伦敦的格网式配电网，由 4 台 750kVA 配电变压器组成的低压电网为某一个区域供电，再与邻近区域的低压电网用熔断器并联。低压电缆故障时，按照“故障自行烧清”（burning clear）的设计原则，故障点导线将被来自两侧的故障电流熔化烧断，使电缆脱离故障，电弧自行熄灭，电缆继续运行，除瞬时电压下降外，不影响供电。中压电缆故障时，电源侧断路器跳闸，配电变压器的低压侧断路器由反馈的励磁电流使逆功率保护动作跳闸，实现从高、低压两侧隔离故障，格网仍维持供电。格网式配电网具有不间断供电、供电可靠性高、电压质量好、电能线损小、容量扩展方便和为新用户接电容易等优点，但保护复杂、建设费用高。格网式配电网在中国应用不多。

（2）点网式配电网。适用于大城市较大的集中负荷（如大楼、工厂等），由来自同一电源的多回配电线路（一般是 6 回）供电。用电点的每台配电变压器分别接到一回配电线路上，各变压器的低压侧连接到共同的母线（常称低压网络母线）上，用电负荷自此低压母线上接出（见图 5）。通常每回配电线路上还支接有本地区的其他点网式供电的用户。点网式配电网在运行中，各配电变压器低压侧实联，平均分担负荷，电压变动小，一台变压器回路故障时，不会造成停电，供电可靠性高。但其保护配置比较复杂，低压侧要装设较灵敏的网络保护器（其动作原理类似于格网式配电网中的逆功率保护），而且低压侧的短路容量较大，因此点网式配电网的容量不能建得太大。在中国，点网式结构是高压配电系统常用的接线方式，例如常见的 3T 接线和 2T 接线。

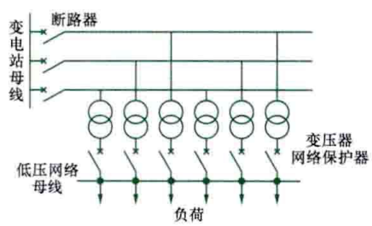


图 5　点网式配电网

配电系统典型特征

配电系统在网络规模、拓扑结构、支路参数、运行状态、网络元件分布（负荷、电源以及各种配电装置的分布）、信息的不确定性等很多方面，都具有不同于输电系统的特征。

网络规模。配电系统具有设备多、结构繁杂等特点。一个中等规模城市的中压配电系统，所包含的配电变压器数目可能达到上万台，馈线数可多达数千条。

拓扑结构。输电网络一般采用多环路的环网式结构，并且环路运行，而配电网络多采用放射式、环式或网格式等结构方式，正常情况下多为放射状运行。

支路参数。高压输电网络的支路电阻一般远小于电抗的数值，而配电网络的支路电阻与电抗的比值较大，除地下电缆和较长的放射型线路外，配电线路的对地并联导纳大多数情况下可以忽略不计。

运行状态。输电系统通常处于三相对称运行状态，而配电系统往往运行在三相不平衡状态且运行方式多变。配电系统三相电流及电压不平衡的程度是衡量配电系统供电质量的重要指标之一。（见电压和电流不平衡）

网络元件及分布。配电线路分支多，负荷、电源以及各种配电装置（如开关、电容器等）沿馈线和馈线分支线不均

匀分散分布。传统的配电系统一般很少有电源存在，但随着分布式电源（见分布式发电）在配电系统中的接入，将给配电系统的运行带来一些新的问题。

信息的不确定性。由于配电系统直接面向广大用户，不可避免地受到用户端各种不确定性因素的影响，各种设备或人为因素造成的停电事故远远多于输电系统。同时，由于配电网的节点数目众多，因投资等方面的原因，现实中不可能在每个设备和每个负荷点上都进行实时量测，大量的数据需要人工补足，这样采集到的网络数据和运行数据将不完整也不精确，即包含很多不确定性的信息。

配电系统基本运行要求

对配电系统的基本运行要求包括供电的可靠性、电能质量和运行经济性。

供电可靠性。要求停电的次数少，每次停电所影响的用户数尽可能少。（见配电系统可靠性评估）

电能质量。要求满足电能用户对电压和频率等方面的质量要求。考核电能质量的指标很多，主要有频率偏差、电压偏差、三相不平衡、电压波动和闪变、波形畸变、瞬变现象、短时间电压变动、长时间电压变动等（见配电系统电能质量）。

运行经济性。配电网的各电气元件在运行中要消耗电能，需要采用科学的管理方法和合理的运行方式，使电能损耗降至最低。

配电系统未来将会在系统结构、控制手段、运营模式、管理策略等方面发生很大的变化，逐渐发展成为智能配电系统。

参考书目

陈章潮，唐德光. 城市电网规划与改造. 北京：中国电力出版社，1998.

陈堂，赵祖康，陈星莺，等. 配电系统及其自动化技术. 北京：中国电力出版社，2002.

peidian xitong dianneng zhiliang

配电系统电能质量

（power quality of distribution system） 关系到供用电设备正常工作（或运行）电压、电流的各种指标偏离理想值的程度。主要内容包括频率偏差、电压偏差、三相电压不平衡、电压波动和闪变、波形畸变、瞬变现象、短时间电压变动、长时间电压变动等。（见电能质量）

频率偏差 系统频率的实际值与标称值之差。频率偏差及其持续时间取决于负荷特性和发电控制系统对负荷变化的响应时间。输配电系统的大面积故障，如大面积甩负荷、大容量发电设备脱机等，可能使正常稳态运行的系统出现频率偏差超出允许的极限范围。中国电力系统的标称频率为50Hz，GB/T 15945—2008《电能质量　电力系统频率偏差》适用于标称频率为50Hz的配电系统频率偏差限值、测量及合格率的统计方法，规定电力系统正常运行条件下频率偏差限值为±0.2Hz，当系统容量较小时，偏差限值可放宽到±0.5Hz。（见电力系统频率）

电压偏差 实际运行电压对系统标称电压的偏差相对值，以百分数表示。电压偏差主要取决于电力系统各区域内有功功率和无功功率供需平衡情况，也与网络结构有较大关系。电压不能全网集中统一调整，只能分区调整控制。GB/T 12325—2008《电能质量　供电电压偏差》适用于50Hz配电系统在正常运行条件下供电电压对系统标称电压的偏差，规定35kV及以上供电电压正、负偏差的绝对值之和不超过标称电压的10%；20kV及以下三相供电电压偏差的限值为标称电压的±7%；220V单相供电电压偏差的限值为标称电压的+7%，−10%。对供电点短路容量较小、供电距离较长以及对供电电压偏差有特殊要求的用户，由供用电双方协议确定。（见电压质量）

三相电压不平衡 三相电压在幅值上不同或相位差不是120°，或兼而有之。不平衡度指三相电力系统不平衡的程度，用电压、电流负序基波分量或零序基波分量与正序基波分量的方均根值百分比表示。三相电压不平衡会引起继电保护误动和设备发热。GB/T 15543—2008《电能质量　三相电压不平衡》适用于标称频率为50Hz的交流配电系统正常运行方式下，由于负序基波分量引起的公共连接点的电压不平衡，以及低压系统由于零序基波分量而引起的公共连接点的电压不平衡，规定电力系统公共连接点电压不平衡限值为：电网正常运行时，负序电压不平衡度不超过2%，短时不得超过4%；低压系统零序电压限值暂不做规定，但各相电压必须满足GB/T 12325的要求。接于公共连接点的每个用户引起该点负序电压不平衡度的允许值一般为小于1.3%，短时不超过2.6%。（见对称分量法、电压和电流不平衡）

电压波动和闪变 电压波动指电压方均根（有效值）一系列的变动或连续的改变。闪变指灯光照度不稳定造成的视感。负荷电流的大小呈现快速变化时，可能引起电压的变动，也常简称为闪变。在技术标准中常把这两个术语一起讨论。衡量闪变的两个指标为短时间闪变值和长时间闪变值。短时间闪变值是衡量短时间内闪变强弱的一个统计量值，其基本记录周期为10min。长时间闪变值则是反映长时间（若干小时）闪变强弱的量值，其基本记录周期为2h。GB/T 12326—2008《电能质量　电压波动和闪变》适用于交流50Hz配电系统正常运行方式下由波动负荷引起的公共连接点电压的快速变动，及由此可能引起人对灯光闪烁感觉明显的场合，规定电力系统公共连接点在系统正常运行的较小方式下，以一周（168h）为测量周期时，电力系统公共连接点的所有长时间闪变值满足：对于小于等于110kV电压等级的系统，闪变值的限值为1。（见电压波动和闪变）

波形畸变 电压或电流偏离稳态工频正弦波形的现象，可以用偏移频谱描述其特征。波形畸变包括直流偏置、谐波、间谐波、陷波和噪声。（见波形质量）

直流偏置　在交流系统中出现直流电压或电流。这可能由于电磁干扰或非全相整流负荷等原因而产生。直流分量会使电力变压器发生偏磁，从而引发一系列的影响和干扰，有可能会引起接地极和其他电气连接设备的电解腐蚀。

谐波　对周期性交流量进行傅里叶级数分解，得到频率为基波频率大于1整数倍的分量。电力系统中的非线性负荷是波形畸变的来源。波形畸变水平通常用具有各次谐波分量幅值和相位角的频谱表示。在实际应用中，波形畸变水平也常用总谐波畸变率（total harmonic distortion，THD）来衡量，即周期性交流分量中的谐波含量的方均根值与其基波分

量的方均根值的百分比。GB/T 14549《电能质量　公用电网谐波》适用于交流额定频率为50Hz、标称电压110kV及以下的公用电网，规定0.38～110kV各级公用电网电压（相电压）总谐波畸变率的限值为：0.38kV为5.0%，6～10kV为4.0%，35～66kV为3.0%，110kV为2.0%。

间谐波　对周期性交流量进行傅里叶级数分解，得到频率不等于基波频率整数倍的分量。其表现为离散频谱或宽带频谱。在各种电压等级供电系统中都可能出现间谐波。间谐波源主要有静止频率变换器、变流器、感应电机和电弧设备等。电力线载波也可视为间谐波。GB/T 24337—2009《电能质量　公用电网间谐波》适用于交流额定频率为50Hz，标称电压220kV及以下的公用电网，规定电力系统公共连接点各次间谐波电压含有率的限值应不大于：1000V及以下且频率小于100Hz为0.2%，频率在100～800Hz为0.5%；1000V以上且频率小于100Hz为0.16%，频率在100～800Hz为0.4%。频率800Hz以上的间谐波电压限值还处于研究中。接于公共连接点的单个用户引起的各次间谐波电压含有率的限值一般不得超过：1000V及以下且频率小于100Hz为0.16%，频率在100～800Hz为0.4%；1000V以上且频率小于100Hz为0.13%，频率在100～800Hz为0.32%。根据连接点的负荷状况，接于公共连接点的单个用户引起的各次间谐波电压含有率的限值可以做适当变动，但必须满足电力系统公共连接点各次间谐波电压含有率的限值规定。

陷波　电力电子装置在正常工作情况下，交流输入电流从一相切换到另一相时产生的周期性电压扰动。由于陷波连续出现，可以通过受影响电压的波形频谱来表征。陷波的相关频率相当高，很难用谐波分析中惯用的测量手段来反映它的特征量，通常把它作为特殊问题来处理。例如，一种评价指标规定，出现的陷波以其下陷深度来衡量，缺口平均深度不能超出$0.2U_m$；缺口处出现振荡时，振荡幅值最大不超过$\pm0.2U_m$。

噪声　带有低于200kHz宽带频谱并混叠在电力系统的相线、中性线或信号线中的有害干扰信号。电力系统中的电力电子装置、控制器、电弧设备、整流负荷以及供电电源投切等都可能产生噪声。由于接地线配置不当，未能把噪声传导至远离电力系统，常常会加重对系统的噪声干扰和影响。噪声可以对电子设备的正常安全工作造成危害。采用滤波器、隔离变压器和电力线调节器等措施能够减缓噪声的影响。

瞬变现象　特指变量的部分变化，且从一种稳定状态过渡到另一种稳定状态的过程中该变化逐渐消失的现象。由于这一定义可以用来描述电力系统发生的所有异常现象，所以在电能质量领域采用这一术语会存在很多潜在的分歧。除非专门定义某一瞬变现象的具体内容，通常避免直接使用这一名词。瞬变现象包括冲击和振荡两种类型。

冲击性瞬变现象　一种在稳态条件下电压、电流非工频、单极性的突然变化现象。通常用上升和衰减时间来表现冲击性瞬变的特性，也可以通过其频谱成分表示。最常见的引发冲击性脉冲瞬变现象的原因是雷电。

振荡瞬变现象　一种在稳态条件下电压、电流的非工频、有正负极性的突然变化现象。在振荡瞬变现象中，主频率大于500kHz、以数微秒来度量其持续时间的瞬变现象，称为高频振荡现象，它往往由事发当地系统的响应冲击脉冲造成的；主频率在5～500kHz范围、以数十微秒来量度其持续时间的瞬变现象，称为中频振荡现象，电缆投切及系统对冲击脉冲的响应会造成中频振荡；主频低于5kHz、持续时间在0.3～50ms的瞬变现象，称为低频振荡现象，它可能由多种事件引发。

短时间电压变动　工频条件下电压方均根值偏离额定值且持续时间不超过1min的电压变动现象，包括电压中断、电压暂降和电压暂升。造成短时间电压变动的主要原因是系统故障、大容量负荷起动或与电网松散连接的间歇性负荷。

电压中断　用户在一定时间内一相或多相失去电压且持续时间不超过1min的现象。造成电压中断的原因可能是系统故障、用电设备故障或控制失灵等。电压中断往往以其幅值总是低于额定值百分数的持续时间来量度。

电压暂降　工频条件下电压方均根值减小到额定电压的10%～90%之间、持续时间为0.5周波至1min的短时间电压变动现象。除由于重负荷或大型电机起动汲取大电流造成的电压暂降外，多数情况下电压暂降同系统故障相联系。（见电压暂降）

电压暂升　工频条件下电压方均根值上升到额定值的110%～180%之间、持续时间为0.5周波至1min的短时间电压变动现象。与暂降的起因一样，暂升现象同系统故障相关。

长时间电压变动　工频条件下电压方均根值偏离额定值，并且持续时间超过1min的电压变动现象，包括过电压、欠电压和电压持续中断。造成长时间电压变动的主要原因是负荷变动或系统的开关操作。

过电压　工频下交流电压方均根值升高，超过额定值的10%，并且持续时间大于1min的电压变动现象。过电压的出现通常是负荷投切的结果，变压器分接头的不正确调整也可能导致系统过电压。（见电力系统过电压）

欠电压　工频下交流电压方均根值降低到额定值的90%以下且持续时间大于1min的电压变动现象。

电压持续中断　供电电压迅速下降为0且持续时间超过1min。这种长时间电压中断往往是永久性的。当系统事故发生后，需要人工应急处理以恢复正常供电。

定制电力　利用现代电力电子技术和控制技术实现电能质量控制，为用户提供用户特定电能质量要求的电力供应的技术。它已成为改善电能质量的有力工具。配电系统的电能质量控制技术很多，如不间断电源、配电系统静止无功补偿器、有源电力滤波器、动态电压调节器、统一电能质量控制器、固态切换开关等。

参考书目

肖湘宁．电能质量分析与控制．北京：中国电力出版社，2010.

程浩忠．电能质量．北京：清华大学出版社，2006.

peidian xitong fangzhen

配电系统仿真　(distribution system simulation)

基于配电系统模型，采用数学算法对各种运行环境下配电系统的运行行为所做的数值分析计算，也称配电快速仿真与模拟。通过对配电系统进行仿真分析，可在事故发生前对系统

行为提前做出预测和反应，提出预防控制措施，在事故发生时快速形成故障处理方案，在事故发生后实现电网自愈控制。配电系统仿真分析有助于改善系统运行稳定性和安全性，提高系统的可靠性和运行效率，是高级配电自动化实现的基础，是配电网自愈控制技术的核心。

配电系统仿真的功能可划分为在线仿真分析和离线仿真分析。在线仿真分析主要包括：①实时的状态估计（见配电系统状态估计），为系统安全监视、评估与优化提供数据支持；②系统运行性能优化，包括功率交换、系统效率、可靠性、电能质量等的运行优化，提升系统的运行水平；③支持多馈线网络重构（见配电系统网络重构）、电压与无功控制、故障定位、自适应保护方案确定等配电网自愈控制功能。离线仿真分析主要包括：①预测仿真分析，分析可能对系统造成较大影响的预想事故的发生后果，决策事故发生后的自愈措施，尽量减少系统损失，恢复正常运行；②从运行和规划的角度对电网进行“What-if”分析，并为运行人员推荐运行方案，在多个层次上提供辅助决策功能；③把对市场、政策和风险的分析聚合到系统模型中去，把它们对系统安全性和可靠性的影响进行定量化的评估。

仿真模式 一般包括实时模式、研究模式和前瞻模式三种运行模式。在实时模式下，可支持配电网实时运行的各种功能，按预先设置的时间间隔（1～15min）周期运行，或在实时事件（如拓扑结构变化）的触发下即时起动；在研究模式下，对配电网进行“What-if”分析和研究，为运行人员和管理人员提供推荐方案；在前瞻模式下，使运行人员了解未来几分钟（超短期）、1h到1周（短期、中长期）的运行状态变化趋势。

功能模块 主要有状态估计、潮流计算和优化、网络等值、负荷预测、预想事故分析和故障分析等功能模块。

状态估计 配电系统的智能化需要电力系统运行状态的准确信息，这是电网自我认知的基础。在获得大量原始量测数据的基础上，状态估计能够推算电力系统中的各种电气量，给出全面而准确的电网运行数据。（见配电系统状态估计）

潮流计算和优化 潮流计算（见配电系统计算分析）将给出配电系统中所有馈线的有功功率、无功功率、电压以及相角之间的关系，清晰地表达电网中的能量流；检验系统运行的可靠性，对重构方案（见配电系统网络重构）的成本和效益进行分析和优化，给出各种运行方式的预案。潮流计算和优化被其他功能模块（如网络等值、预想事故分析和故障分析）调用，自动产生的各种运行方式预案即是配电网运行方式智能化的一种具体表现。

网络等值 用于给出配电网络中某部分的电气等值，应用于负荷、发电机的等值聚合或者网络拓扑结构的简化。对于110/10kV变压器低压侧的一个完整系统，可以等值为一个由*RLC*负荷、旋转电机负荷和一段馈线等虚拟元件组成的等值模型。网络等值的目的是把某部分网络做简化表达，在一定程度上减少未经处理的信息向配电系统控制中心的集中，使配电系统的智能计算具有相对独立性和分布性。

负荷预测 为了对预想事故进行分析，必须首先对电力负荷做（超短期、短期、中期、中长期、长期的）预测分析。负荷预测是一种预测分析工具，它以负荷历史数据、负荷类型、负荷特性为基础，考虑天气、节假日、重大事件等多方面因素，对未来的负荷情况进行预测。预测数据通常作为预想事故分析的输入数据。（见电力系统负荷预测、电力系统负荷预测方法）

预想事故分析和故障分析 预想事故分析是以“What-if”方式对配电系统进行模拟分析。对未来可能发生的事件，分析它们发生的概率、对系统产生的影响，并给出应对预案。预想事故一般指非计划停运事故，是指配电系统的一个部分（例如线路）失去负荷或发生故障，或者变压器、分布式电源等单个设备发生故障或被切除。预想事故分析通常作为一种离线分析和研究工具；也可以在线应用，这时把它作为故障分析来使用，对电网当前状态或正在发生的事件进行评估，快速定位故障，在损失最小的情况下隔离故障，并给出网络重构预案，及时恢复故障失电区域的供电。

peidian xitong guihua

配电系统规划 (distribution system planning)

配电系统建设改造的总体计划和发展蓝图。其任务是确定何时何地新建或改建何种电力设施，使得未来的配电系统能够满足负荷发展以及分布式发电与微电网接入的需求，安全可靠经济地为用户提供所需供电质量的电能。配电系统规划还是所在区域城乡规划的一个重要组成部分，需要与城乡规划相互协调。城市电网主要由配电系统构成，城市电网规划是典型的配电系统规划。

配电系统规划从电压等级层次上可分为高压配电系统规划、中压配电系统规划和低压配电系统规划，分别对应了高压配电系统、中压配电系统和低压配电系统（见配电系统）。从规划年限上可分为短期（5年）、中期（5～15年）、长期（15年以上）、远景（不特别指定多少年）规划。短期规划着重解决当前电网存在的主要问题，满足负荷的近期需要，是编制年度计划项目的依据。中期规划（见电力系统中期发展规划）着重将配电网有步骤地过渡到规划目标，并对大型项目进行可行性研究。长期规划（见电力系统长期发展规划）主要考虑配电网的长远发展，研究确定电源布局和规划网络，使之满足长期预测负荷水平。远景规划是对规划区负荷发展到饱和水平情况下的规划，用于确定配电网的最终规模和目标网架。规划编制顺序一般采用逆序后再顺序的方式，即首先编制远景规划和长期规划，再编制短期规划和中期规划；以长期规划指导中期、短期规划，以中期、短期规划落实和调整长期、远景规划。

实际的配电系统规划工作包括规划编制、规划实施、实施后评估、滚动修编四个环节，这是按照一定工作流程的多部门协同规划的复杂过程。配电系统规划编制完成后，要通过年度计划来实施。年度计划以短期规划为依据，由于负荷预测的不确定性或实际情况的变化，可根据当年的具体情况作必要的调整。年度计划内容包括当年投产工程、在建工程和前期工程三方面，相互间要有一定的比例，做到工程有储备，以保证规划项目在实施上相互衔接。配电系统规划由于节点元件多、数据量大且需经常更新，同时具有不确定性、分析计算复杂、工作量大的特点，因此国内外已较普遍地采用了规划软件进行配电系统计算机辅助规划，可有效提高规划的质量和效率。

较完整的配电系统规划过程是首先进行现状电网分析和评估，其目的是掌握现有电网的基本情况、归纳电网及负荷的特征，发现电网存在的问题；其次对规划区负荷的总体规模和地理分布进行预测，为下一步规划提供依据；然后进行一次系统（能量系统）的规划，包括变电站、配电网络以及无功电源的规划；再基于一次系统规划结果进行二次系统（信息系统）的规划，即调度、通信、自动化系统的规划；最后从技术和经济两个方面对规划方案进行综合评价，以形成最终规划方案的决策。在此过程中，重点是配电系统负荷预测、确定规划技术原则、变电站规划和配电网络规划。

配电系统负荷预测 对规划区配电系统负荷的总体规模和地理分布进行的预测。负荷预测是电网规划的基础，要有一定的准确性。应在经常调查分析的基础上，收集规划区城市建设和各行业发展的信息，充分研究本地区用电量和负荷的历史数据和发展趋势，采用符合实际规律的数学方法进行测算，并适当参考同类型地区的资料进行校核。配电系统规划中的负荷预测包含负荷总量预测和负荷分布预测两部分。负荷预测完成后，还要对预测结果进行修正。

负荷总量预测 将整个规划地区的电量或负荷作为预测对象加以预测。规划中的负荷总量预测一般还包括对工业、居民、商业等分类电量和负荷的预测。这里的负荷是指系统的最大负荷，它的结果决定了未来配电系统的供电容量。负荷总量预测结果是未来配电系统发展规模的重要依据，对控制未来系统中的变电站总容量以及配电线路容量等具有指导意义。同时，它也是负荷分布预测结果的宏观控制依据，规划区内各小区负荷预测结果之和（计及各小区负荷间同时率后）原则上应等于规划区的总负荷。电力系统规划的负荷预测方法（见电力负荷预测方法）都可以用于配电系统规划的负荷总量预测。

负荷分布预测 又称为空间负荷预测，是配电系统规划中特有的内容，其目的在于确定规划区未来配电系统负荷的地理分布情况，为各类电力设施的选址（如变电站位置、线路走径等）提供依据。配电系统规划对负荷分布预测有较高的要求，相关预测工作也是配电系统规划的一个难点问题。规划区详细电子地图以及城乡规划中的土地利用信息是负荷分布预测的重要原始资料。负荷分布预测的基本思想是将规划区域进行分区，将负荷分布预测问题转化为各个小区的负荷预测问题。

预测小区分区方法。从区块形状上来看，负荷小区的划分方式分为规则划分和不规则划分两类。规则划分是将规划区划分为面积相等的网格；不规则划分一般是按街道形成的地理边界划分。从区块大小上来看，既可划分较小的区块，也可划分较大的区块。区块面积与区内负荷的增长速度有密切的关系，当区块面积较小时，区内包含的负荷数较少，负荷一旦开始增长往往较快地达到饱和；当区块面积较大时，区内的用户个数和负荷类型较多，发展空间和余地较大，负荷一般会相对较慢、持续稳定地增长。较大区块还更易于收集历史资料，因此，还常常增加一层更大的区域划分，称为中区。每个中区包含一定数量的小区。中区往往对应城乡规划中的规划功能区，如某商住区。这种既划分小区又划分中区的负荷分布预测方式称为多层分区负荷分布预测，在中国很多城市配电网规划中得到了广泛应用。

小区负荷预测方法。小区负荷预测应在调查分析负荷数据的基础上，结合小区的负荷构成及用电性质预测未来发展趋势。预测方法有多种：①负荷密度指标预测法，先预测每个小区的负荷密度指标，再根据小区面积求得小区的负荷；②趋势预测法，依据小区负荷的历史数据，为每个小区选择合适的曲线拟合其历史年数据，再外推未来年负荷值；③聚类模板法，将各小区根据各自的历史负荷发展规律进行比较，根据发展规律的相似性把各小区分成若干类，各类小区负荷按照所选择的发展模式曲线外推得到未来年值；④多变量趋势预测法，将负荷发展与相关影响变量相关联，在这些影响变量的历史数据和预测数据都已知的情况下，借助相关分析法建立起小区负荷与相关变量的关联模型，再预测小区负荷。

预测结果修正 负荷分布预测中不同口径得到的预测结果往往不同，需要预测结果进行比较修正，得到最终更合理的结果。

最基本的负荷分布预测结果修正方法是负荷总量预测与小区负荷预测结果间的比较修正方法。可采取从上到下和从下到上两种方式进行：①在明确规划年份（特别是短期预测）的情况下，总量预测通过历史数据外推的结果往往相对更准确。此时应根据总量预测结果从上到下地调整小区预测结果，使其与总量达到一致。②在不明确规划年份的远景预测中，负荷总量预测结果具有更大的不确定性或很难得到，而负荷分布预测结果则往往相对更准确，可以将负荷分布预测的结果汇总，从下到上地对负荷总量预测结果进行修正或计算。

结果修正也可在不同预测时间的负荷预测结果间进行。有两种常见的方式：①按时间顺序从现状年开始，预测下一年的负荷，再以此结果作为输入预测再下一年的负荷，按这种方式逐年迭代直到完成目标年的预测；②首先预测目标年，再以此为输入逆推预测目标年前一年的情况，重复迭代至现状年结束。

负荷预测结果应同时满足在空间上和时间上的一致性要求，这需要反复修正调整，工作量和难度都较大，一般需要利用负荷分布预测软件来辅助完成。

确定规划技术原则 见配电系统规划技术原则。

变电站规划 在负荷分布预测的基础上，确定各规划年配电系统中变电站的容量、主接线、站址位置与供电范围。变电站是配电网中的关键节点，变电站规划是配电网络规划的基础。在配电系统变电站规划中，应采取适当的规划方法，构建适宜的规划模型，对规划问题进行分解，同时应满足在设备事故或检修时仍能安全供电的原则，以及在安全可靠的前提下遵循节约投资、占地及运行维护费用的经济性原则（见配电系统规划技术原则），最终确定合理的规划方案。

变电站规划方法 可分为专家方案比较法和数学优化法两种。专家方案比较法是根据未来负荷的预测发展情况，由专家给出变电站的若干可行规划方案，通过对这些方案进行技术经济比较来做出决策。但是，由于参加比较的方案一般是由规划专家凭经验提出，不可避免地包含着很多主观因素，还可能漏掉一些更好的方案。专家方案比较法的优点是能够利用好专家经验并考虑一些数学模型很难考虑的因素。数学优化法是通过建立数学模型和求解算法并编制程序对变

电站的容量配置、投建地点及供电范围等进行优化。这是变电站规划研究与应用的主流，具有较高的智能化程度，可自行给出变电站规划优化方案，专家在此基础上进行方案修正得到最终方案。

变电站规划模型　变电站规划需要确定各规划年的规划方案，各年规划方案之间存在按照时间顺序的延续发展关系，是一个典型的动态规划数学问题。该问题的描述可采取多阶段优化和单阶段优化两种模型。多阶段优化模型能够一次性得到所有规划年份的方案，是严格的动态规划模型，较复杂，适用于小规模系统。单阶段优化模型一次只能得到一个规划年的方案，然后以这个方案作为已知条件反复多次计算，直到求出所有规划年的方案。它是准动态规划模型，总体最优性有所降低，复杂度也大大降低，适用于大规模系统。实际中单阶段优化模型更为常用。典型的单阶段变电站规划模型如下

$$\min C = C_1 + C_2 + C_3 \tag{1}$$

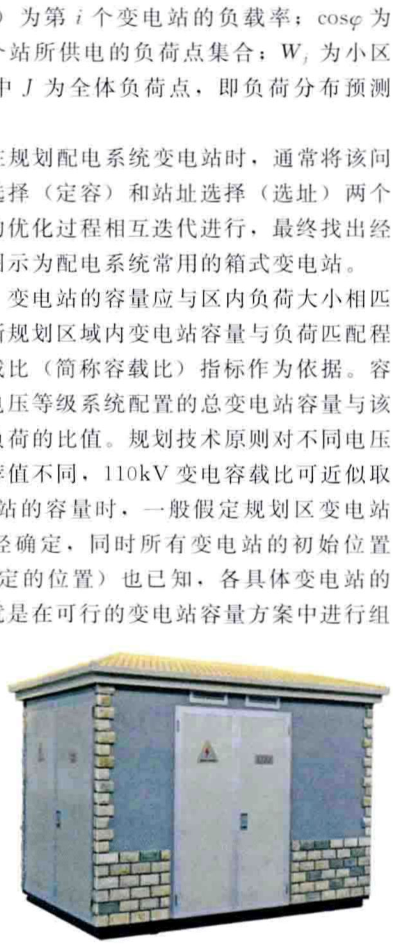
$$\sum_{j \in J_i} W_j \leqslant S_i \times e(S_i) \times \cos\varphi (i = 1, \cdots, N) \tag{2}$$

$$\bigcup_{i=1}^{N} J_i = J \tag{3}$$

式（1）为优化目标函数。式中 C 为总费用；C_1 为变电站的投资（年折算值）与年运行费用；C_2 为估算的二次侧线路的投资（年折算值）；C_3 为估算的二次侧线路的网络损耗年费用。C_1 只与变电站容量的组合方案有关，C_2 和 C_3 只与变电站位置有关。式（2）是约束条件，表示规划变电站需满足所带负荷的要求。式中 N 为变电站总数；S_i 为第 i 个变电站的容量；$e(S_i)$ 为第 i 个变电站的负载率；$\cos\varphi$ 为功率因数；J_i 为第 i 个站所供电的负荷点集合；W_j 为小区 j 的负荷值。式（3）中 J 为全体负荷点，即负荷分布预测得到的各个小区负荷。

规划问题分解　在规划配电系统变电站时，通常将该问题分解为变电站容量选择（定容）和站址选择（选址）两个子问题。两个子问题的优化过程相互迭代进行，最终找出经济合理的规划方案。图示为配电系统常用的箱式变电站。

变电站容量选择。变电站的容量应与区内负荷大小相匹配。当从宏观角度判断规划区域内变电站容量与负荷匹配程度时，常使用变电容载比（简称容载比）指标作为依据。容载比是某规划区同一电压等级系统配置的总变电站容量与该电压等级系统所供总负荷的比值。规划技术原则对不同电压等级的变电容载比推荐值不同，110kV 变电容载比可近似取 2.0。在规划具体变电站的容量时，一般假定规划区变电站总容量按照容载比已经确定，同时所有变电站的初始位置（不一定是最后规划确定的位置）也已知，各具体变电站的容量选择过程实际上就是在可行的变电站容量方案中进行组合优化的过程。变电站容量选择中既要考虑新建变电站的容量，还要考虑已有变电站可能增加的容量。方案的组合数量很大，针对每一个组合方案还需计算相应的投资费用、运行费用、网损费用等，最好借助计算机软件辅助完成。



箱式变电站

变电站站址选择。在已得到变电站容量组合的条件下，根据负荷分布预测结果、现有网络状况、地理条件等因素可综合确定变电站位置。在这一过程中，应尽量把各负荷点分配给与它邻近的变电站。当规划区需要进行多个变电站的规划时，其负荷分配过程是一个典型的运输优化问题，可以采用运筹学的方法求解。负荷分配的结果也就是各个变电站的供电范围计算结果，变电站供电范围以变电站为中心，呈放射状供电给小区负荷。

上述问题求解方法一般适合于 35kV 以上高压变电站，对于中压配电变电站规划，由于下一级的低压负荷具有数量多、负荷小的特点，为降低低压配电网的投资和运行损耗，通常按照“小容量、多布点”的原则来规划中压配电变电站。实际规划中，其容量和位置常常由规划人员结合地形条件人工确定。

配电网络规划　在现状配电网和变电站规划结果的基础上，考虑线路所占用的地上或地下通道，确定各规划年的配电网络建设方案。规划内容包括变电站出线的回数和地理路径、线路的导线型号和联络方式、负荷的接入方式、开关设备的位置和正常运行方式等。

配电网络规划的核心任务是提出新建和改建配电线路的方案，将相邻的变电站通过下级配电线路连接起来。配电网网架结构方案类型较多，在同一地区一般采用几种标准化的接线类型进行统一规划，这些标准化的接线类型称为配电网络接线模式。配电网络规划首先需要选择适合规划区特点的网络接线模式，然后再形成具体的网络接线方案。中国的高、中压配电网络普遍采用“环网建设、开环运行”的原则，即电网建设时采用环网互联结构，运行时将联络开关处于常开位置，使网络开环运行。这种方式的优点是方便保护配置、降低短路容量，而环网建设可充分保证对用户的供电可靠性。基于上述原则，规划时可针对每一个变电站规划其出线，确定的变电站供电范围为出线方案提供了重要的指导性；待各变电站的出线规划完成后，再采用选定的接线模式对各变电站的站内和站间出线进行组网，并进行联络开关和分段开关的位置设置，形成一个完整的网络规划方案。

网络规划工作需密切结合规划区的地理信息，能够完全自动实现网络优化规划的算法和软件还不够成熟，在实际规划中多由专家根据经验提出几个可行方案，再利用规划软件计算方案的技术指标和经济指标，最后通过技术经济比较得到推荐方案。配电网络规划数据量非常大，但一般只有地理上相邻的变电站才构成联络，因此往往采取分区分片规划的方式，即在一定区域内独立进行网络规划，不同区片还可并行进行，最后规划区片间的联络方案。

参考书目

陈章潮，唐德光．城市电网规划与改造．北京：中国电力出版社，1998.

peidian xitong guihua jishu yuanze

配电系统规划技术原则

(planning guidelines of distribution system)　配电系统规划中所需遵循的指导性技术原则。《城市电力网规划设计导则》是中国使用最普遍和通用的配电系统规划技术原则。在此基础上，还必须结合本地区电网特点制定具体的规划技术原则或实施细则，这是

配电系统规划的一项重要内容，科学合理并结合实际的规划技术原则能够大大提高规划方案的质量，有助于规范配电系统结构，提高规划工作的效率。配电网规划技术原则涉及多项内容，包括总体原则、电压等级配置原则、可靠性与安全性准则、变电站规划原则、配电网络规划技术原则、无功功率补偿原则、分布式发电及微电网接入原则、节约能源与环境保护原则等。

配电系统规划总体原则　①协调发展并适度超前原则。配电系统规划应与地区社会、经济、环境等的发展水平以及所在区域的城乡规划相协调，并具有适度超前性。②可持续发展原则。规划方案应具有较高的灵活性，能适应未来地区供电需求的变化。③安全供电原则。规划方案应具有足够高的供电可靠性和安全性。④经济性原则。在满足运行要求前提下，规划方案应做到经济合理，能节约投资、占地及运行维护费用。⑤规范统一与差异结合原则。在一个地区内，同一电压等级、同种类型变配电设备规格和接线方式的种类不宜过多；在规范统一的前提下，按照用户的不同负荷水平、可靠性要求等特点采取差异化规划方案。

电压等级配置原则　电压等级的合理配置是配电网发挥供电能力、保证运行安全性和经济性以及可持续发展的基础。统一规范电压等级，有利于简化电网层次、减少重复容量，促进设备研制和运行维护的标准化。中国城市地区电压等级通常为5级。南方地区常采取500/220/110/10/0.4kV电压等级序列；西北地区常采取750/330(220)/110(35)/10/0.4kV电压等级序列；东部和东北地区常采取500/220/110(66、35)/10(20)/0.4kV电压等级序列。中国配电电压等级普遍已做到层次分明，低压配电为0.4kV，中压配电10kV为主，高压配电110、66、35kV；城市配电系统中的同一层次配电电压不重复变压，例如同为高压配电的110kV不变压到35kV。

可靠性与安全性准则　配电系统规划为保证供电可靠性，需遵循保障配电网运行安全的$N-1$准则。$N-1$安全准则是指配电系统运行时失去一个元件（规划中一般是一台主变压器退出或一条配电线路出口故障）后，通过开关操作除故障段外并不失去负荷，配电网仍能保持安全运行，即设备不过负荷且电压偏移在允许范围内。实现$N-1$安全准则，除加强变电站和配电网络建设外，也可以通过调整配电网接线方式以及合理分配负荷来实现。从用户侧角度，为满足对用户连续用电，对供电可靠性要求高的用户，宜采用连接多个不同电源的多回路供电。未来分布式发电的接入也能为进一步提高用户可靠性起到积极作用。用户侧低压配电系统未来的发展趋势是按照用电设备不同的可靠性要求来分级布置低压线路和开关，在系统安全需要的情况下通过降低或切除可靠性级别较低的负荷来参与保证电力系统的安全运行。

变电站规划原则　变电站站址应根据负荷分布、网络状况、分层分区的原则进行统一规划，尽量靠近负荷中心，选择交通便利、进出线方便、并便于与其他变电站联络的位置。变电站之间的距离应综合考虑下一级配电线路的供电半径与地区的负荷密度。应根据节约土地、降低工程造价原则合理选择建设用地。变电站最终规模的主变压器台数一般不宜少于2台或多于4台。城市核心区等变电站用地紧张区域，应按远景最终规模一次建成变电站土建部分，再按负荷水平分期投建主变压器。在一个地区内，同一电压等级、同种类型的变电站容量配置及主接线方式既不宜过多，也不宜使用单一方式，应做既规范统一又因地制宜。同一地区同一电压等级的主变压器单台容量规格一般不超过3种，在同一变电站中同一电压等级主变压器一般采用相同规格。容载比是中国衡量配电网容量与负荷匹配程度的一个最常用的指标（见电力系统电力平衡），含义是同一电压等级系统配置的总变电容量与该电压等级系统所供总负荷的比值。容载比应按电压等级分层计算，对于负荷发展水平差异较大的地区，还应分区计算容载比。现有规划导则对高压配电容载比的推荐值约在2.0附近，在下级电网结构坚强的情况下可以取小，在负荷增长快的情况下可以取大。（见配电系统规划）

配电网络规划技术原则　高中压配电网络规划应遵循的原则包括：①网架结构应兼顾现有电网和未来发展，接线模式应规范简明。②城市繁华地带、风景区等区域应采用地下电缆线路。③在城市地区应随市政道路建设同时建设配电网通道，尽早形成配电网的主干网架。主干网架建设应适度超前，具有较充分的扩展能力和较强的适应性。④城市中心等用地紧张区域的配电线路接线、导线容量应按满足远景需要设计。⑤中国采用“环网建设、放射运行”的原则，即配电网建设时采用环网结构，运行时呈放射式开环运行。⑥中压架空配电线路应确定分段和联络原则，合理设置分段开关和联络开关。⑦变电站进、出线的容量和规模应该与主变压器容量匹配，中压配电线路装接的配电变压器容量应与线路容量匹配。⑧设备选择应采用标准化和规范化设计，可靠性与先进性兼顾；目前规划中的设备经济运行年限常用20年，其发展趋势应该是30年甚至更长。（见配电系统）

无功功率补偿原则　配电网无功补偿总量与最大负荷的比例应合理匹配，一般取1.1～1.3。无功补偿装置应根据就地平衡和便于调整电压的原则进行配置，可采用分散和集中补偿相结合的方式。对高压配电变电站，一般在变压器低压侧配置无功补偿装置，以提高功率因数；对于中压配电站，一般在低压侧母线上配置无功补偿装置；在供电距离远、功率因数低的中压配电架空线路上，可在适当地点安装无功补偿装置，其容量一般为线路上配电变压器总容量的7%～10%；大用户的无功补偿应保证接入电网侧的功率因数达到规定数值（如0.95）。（见配电系统无功电源规划）

分布式发电及微电网接入原则　配电网规划应努力创造条件支持以可再生能源为主的分布式发电或微电网接入配电网运行，但需重视保障配电网和分布式发电的安全运行，一般有以下具体要求：①分布式发电容量不宜超过接入线路容量的一定比例量。②短路比（接入点短路电流与分布式发电机组的额定电流之比）不低于一定数值。③分布式发电接入点的短路容量不应超过断路器遮断容量，否则须加装短路电流限制装置等。

节约能源与环境保护原则　配电系统规划应与城乡规划相协调，与城市建设特点相适应，并注意保持生态。市区内的电力设施建设应尽量节约空间和用地，选用紧凑型设备，根据实际情况选用户外型、半户外型、全户内型或地下型布置设备。还要注意与周围环境相协调，减少对自然保护区、

绿化带、植被以及周围生态环境的影响。配电系统的工频电场和磁场应满足国家标准要求，城市地区还应尽量控制噪声和无线电干扰。

peidian xitong jisuan fenxi

配电系统计算分析 (calculation and analysis for distribution system) 对反映配电系统特性的状态量或特征量所进行的计算和分析。其目的是指导配电系统的规划建设和运行调度，其结果可为配电系统的规划、设计以及运行提供重要的参考。配电系统计算分析要在配电系统数学模型基础上进行，其主要内容包括用于确定系统中各元件之间联结关系的配电网网络拓扑分析，根据给定网络的结构及运行条件确定网络电气状态的配电系统潮流计算，计算系统发生短路后故障电流分布的配电系统短路故障分析，用于获知系统电能损耗的配电系统损耗计算等。

配电系统数学模型 由组成配电系统的配电元件模型、配电负荷模型和元件间关联模型构成的配电系统数学方程加以描述。

配电元件模型 配电元件包括配电线路、配电变压器、配电电容器等。由于配电系统具有三相不对称特征，通常需要建立三相模型。只在假定配电系统三相对称的情况下，才用单相模型代表三相模型。

(1) 配电线路模型。图1所示为用三相π型等值电路表示的配电线路模型。图中母线 i 和母线 j 分别为线路的入端母线和出端母线；Z_{aa}、Z_{bb}、Z_{cc} 分别表示 a、b、c 三相的自阻抗；Z_{ab}、Z_{bc}、Z_{ac} 分别表示 a 相和 b 相、b 相和 c 相、a 相和 c 相之间的互阻抗。

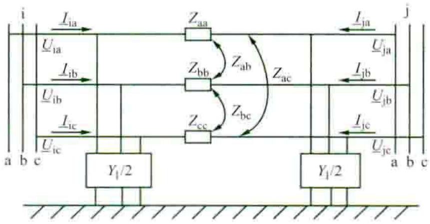


图1 三相配电线路模型

线路的串联阻抗矩阵 $\boldsymbol{Z}_l$ 为

$$\boldsymbol{Z}_l=\begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \tag{1}$$

用 y_{aa}、y_{bb}、y_{cc} 分别表示 a、b、c 三相的自导纳，y_{ab}、y_{bc}、y_{ac} 分别表示 a 相和 b 相、b 相和 c 相、a 相和 c 相之间的互导纳，则并联对地导纳矩阵 $\boldsymbol{Y}_l/2$ 为

$$\boldsymbol{Y}_l/2=\frac{1}{2}\times\begin{bmatrix} y_{aa} & y_{ab} & y_{ac} \\ y_{ba} & y_{bb} & y_{bc} \\ y_{ca} & y_{cb} & y_{cc} \end{bmatrix} \tag{2}$$

$\boldsymbol{Z}_l$ 和 $\boldsymbol{Y}_l$ 皆为 $n\times n$ 复矩阵，n 为线路的相数，当 n 取 1、2 和 3 时，分别代表单相线路、两相线路和三相线路。配电线路的三相模型可用等值导纳矩阵 $\boldsymbol{Y}_L$ 表示为

$$\boldsymbol{Y}_L=\begin{bmatrix} \boldsymbol{Z}_l^{-1}+\frac{1}{2}\boldsymbol{Y}_l & -\boldsymbol{Z}_l^{-1} \\ -\boldsymbol{Z}_l^{-1} & \boldsymbol{Z}_l^{-1}+\frac{1}{2}\boldsymbol{Y}_l \end{bmatrix} \tag{3}$$

(2) 配电变压器模型。配电变压器有三相变压器和单相变压器两种，其中三相变压器的应用最为普遍。三相变压器简化模型可用图2加以描述。

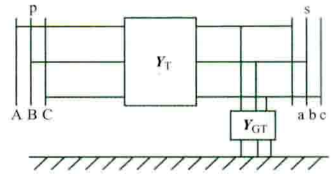


图2 三相变压器简化模型

图2中 $\boldsymbol{Y}_{GT}$ 为变压器等值对地导纳矩阵，与变压器的空载损耗相关；$\boldsymbol{Y}_T$ 为变压器节点导纳矩阵，它由变压器的联结方式、一次和二次绕组分接头位置及漏抗所决定。$\boldsymbol{Y}_T$ 联系起了一次和二次侧的电流和相对地电压，可进一步写为

$$\boldsymbol{Y}_T=\begin{bmatrix} \boldsymbol{Y}_T^{pp} & \boldsymbol{Y}_T^{ps} \\ \boldsymbol{Y}_T^{sp} & \boldsymbol{Y}_T^{ss} \end{bmatrix} \tag{4}$$

式中 $\boldsymbol{Y}_T^{pp}$、$\boldsymbol{Y}_T^{ps}$ ($\boldsymbol{Y}_T^{sp}$)、$\boldsymbol{Y}_T^{ss}$ 分别表示变压器一次绕组自导纳矩阵、一次绕组与二次绕组间的互导纳矩阵以及二次绕组自导纳矩阵。

(3) 配电电容器模型。配电网中广泛采用并联电容器组进行无功补偿。配电电容器组的典型接线方式有接地星形和不接地三角形两种，如图3所示。

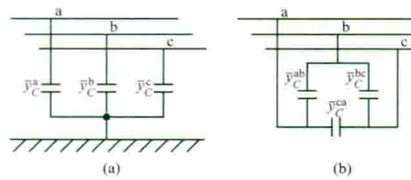


图3 配电电容器模型

(a) 接地星形并联电容器；(b) 不接地三角形并联电容器

配电电容器可用恒定导纳矩阵 $\boldsymbol{Y}_C$ 来表示。对于图3(a)所示情况，$\boldsymbol{Y}_C$ 为3×3矩阵；对于图3(b)所示情况，$\boldsymbol{Y}_C$ 为2×2矩阵。

对于大量采用电缆线路的配电系统，有时需要采用电抗器进行无功功率补偿，其模型与电容器补偿情况类似。

配电负荷模型 配电系统负荷可以是接成接地星形或不接地三角形的三相平衡或不平衡负荷，如图4(a)和图4(b)所示；也可以是单相或两相接地负荷，如图4(c)和图4(d)所示。

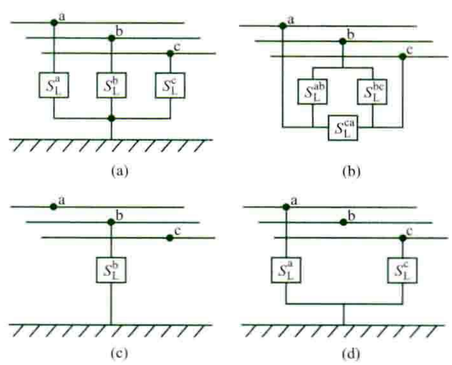


图4 配电负荷模型

(a) 接地星形负荷；(b) 不接地三角形负荷；(c) 单相接地负荷；(d) 两相接地负荷

配电系统负荷可以分为恒定功率、恒定电流和恒定阻抗三种基本类型。给定负荷的复功率基量 $\boldsymbol{S}_{L0}$ 为

$$\boldsymbol{S}_{L0}=\begin{cases} [S_{L0}^{a},\ S_{L0}^{b},\ S_{L0}^{c}]^T, & \text{对接地星形负荷} \\ [S_{L0}^{ab}\quad S_{L0}^{bc}]^T, & \text{对不接地三角形负荷} \end{cases} \tag{5}$$

可以根据负荷类型，并参照负荷所在节点电压，将其转换成相应的恒定功率参数 S_L、恒定电流参数 I_L 或恒定导纳参数 y_L。配电系统负荷还可以视为恒定功率、恒定电流和恒定阻抗三种基本类型负荷的线性组合，也称之为负荷的

ZIP 模型，用公式表示为

$$S_L^p = S_{L0}^p(\alpha^p + \beta^p U + \gamma^p U^2)(p = a,b,c) \quad (6)$$

式中 S_L^p 和 S_{L0}^p 分别表示 p 相负荷复功率及其基量；系数 α^p，β^p，γ^p 都大于等于零，分别表示恒定功率、恒定电流和恒定阻抗三种基本类型负荷在总负荷中所占的比重，且 $\alpha^p + \beta^p + \gamma^p = 1$；$p$ 表示 a、b、c 三相之一；U 为负荷所在节点的电压。

配电系统数学方程　分为节点方程和回路方程两种。

配电系统节点方程。对一个 n 节点配电系统，定义一个节点三相电压向量 $\underline{U}$ 和节点三相注入电流向量 $\underline{I}$

$$\underline{U} = [\underline{U}_1^a, \underline{U}_1^b, \underline{U}_1^c, \underline{U}_2^a, \underline{U}_2^b, \underline{U}_2^c, \cdots, \underline{U}_n^a, \underline{U}_n^b, \underline{U}_n^c]^T \quad (7)$$

$$\underline{I} = [\underline{I}_1^a, \underline{I}_1^b, \underline{I}_1^c, \underline{I}_2^a, \underline{I}_2^b, \underline{I}_2^c, \cdots, \underline{I}_n^a, \underline{I}_n^b, \underline{I}_n^c]^T \quad (8)$$

式中 $\underline{U}_i^p$ 和 $\underline{I}_i^p$($i=1, 2, \cdots, n$，p 取 a、b 或 c) 分别为母线 i 的 p 相电压和注入电流相量。

在已知系统各元件三相模型基础上，可以形成系统三相导纳矩阵 $\boldsymbol{Y}$，并按照基尔霍夫电压和电流定律（由德国科学家 G. R. 基尔霍夫于 1845 年提出）联系起母线电压和电流，即

$$\underline{I} = \boldsymbol{Y}\underline{U} \quad (9)$$

式中系统三相导纳矩阵 $\boldsymbol{Y}$ 为一个 $3n \times 3n$ 复数矩阵。式（9）构成了配电系统三相潮流算法的基础。潮流计算的目标是根据给定的网络结构和负荷条件，由式（9）决定节点电压向量 $\underline{U}$ 的数值。

配电系统回路方程。如果将配电系统各负荷节点的负荷用阻抗表示，从源节点（馈线根节点）到每一个负荷节点可形成一条回路，以回路电流为变量，根据基尔霍夫电压定律，可列出回路电流方程组为

$$\underline{U}_s = \boldsymbol{Z}_L \underline{I}_L \quad (10)$$

式中 $\underline{U}_s$ 为回路电压列向量；$\boldsymbol{Z}_L$ 为回路阻抗矩阵；$\underline{I}_L$ 为回路电流列向量。式（10）可进一步写为

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_s \\ \underline{U}_s \\ \vdots \\ \underline{U}_s \\ \vdots \\ \underline{U}_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & \cdots & Z_{1j} & \cdots & Z_{1n_L} \\ Z_{21} & Z_{22} & \cdots & Z_{2j} & \cdots & Z_{2n_L} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Z_{i1} & Z_{i2} & \cdots & Z_{ij} & \cdots & Z_{in_L} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Z_{n_L1} & Z_{n_L2} & \cdots & Z_{n_Lj} & \cdots & Z_{n_Ln_L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \vdots \\ \underline{I}_i \\ \vdots \\ \underline{I}_{n_L} \end{bmatrix} \quad (11)$$

式中 $\underline{U}_s$ 为源节点电压；$\underline{I}_i$ 为第 i 条回路上的回路电流（等于负荷节点 i 的负荷电流）；Z_{ii} 为第 i 条回路的自阻抗（等于节点 i 与根节点 s 之间的支路阻抗和，加上节点 i 的负荷阻抗）；Z_{ij} 为第 i 条回路和第 j 条回路的互阻抗（等于节点 i 与节点 j 到根节点 s 的共同支路阻抗和）。回路阻抗矩阵 $\boldsymbol{Z}_L$ 是一个 $n_L \times n_L$ 维的不含零元素的方阵。

配电网络拓扑分析　运用图论等知识对配电网络的连接关系所做的分析，以反映配电网络上各元件（包括节点、线路、负荷等）的联结情况和带电状态，又称配电网络接线分析或配电网络拓扑辨识。根据各个元件之间的连接关系以及各个断路器、隔离开关的实时开合状态，可动态生成能够正确描述网络结构并可为计算机分析所利用的数学模型。它只反映系统中各元件之间的物理联结关系，而与系统各元件的特性和具体电气参数无关。

配电网相对于输电网而言，拓扑结构变化频繁。其原因在于：①配电网络几乎每天都在不断地改造、增容和升级之中；②为了运行的灵活性和供电的可靠性而在配电网络设置了大量断路器或隔离开关，其开合状态经常会因各种需要而改变，从而改变了网络中各设备的联结关系。拓扑分析是配电网络分析中经常性和基础性的工作之一，是其他配电系统高级分析功能的基础。

配电网络有放射式、环式或网格式等结构方式，正常情况下多为放射状运行。从同一变电站引出的每一条馈线都可看成一棵树，这些馈线拥有共同的树根节点（变电站）。对放射型结构方式可以用一个树结构来表示。而对环网设计、开环运行的结构方式，在正常运行时也可视为一个树结构，只是在开关倒换操作的短时间内变成一个弱环网络。因而，用树和弱环网就可以完全表达中、低压配电网络的结构方式。

配电网络拓扑分析包括母线分析和电气岛分析两部分。母线分析是将闭合开关连接在一起的节点集合定义为一个母线。在母线分析阶段，节点对应着图的顶点，闭合的断路器、隔离开关对应着图的边。电气岛分析是将线路和变压器连接在一起的母线集合定义为一个“岛”。既有电源又有负荷的“岛”称为“活岛”，物理上对应带电部分；否则称为“死岛”，物理上对应停电部分。在电气岛分析阶段，母线对应着图的顶点，支路对应着图的边。不论是母线分析还是电气岛分析，对应的都是连通图的遍历过程。图的遍历算法包括深度优先搜索和广度优先搜索，两种算法的时间复杂度相同，不同之处在于对顶点的访问顺序。

配电系统潮流计算　根据给定网络的结构及运行条件来确定整个网络的电气状态，主要是各节点电压幅值和相角、网络中功率分布及功率损耗等，以掌握配电系统的运行状况。它是配电系统分析的一项重要内容，是对配电系统规划设计方案和运行方式的合理性、可靠性及经济性进行定量分析的重要依据。

与输电网潮流计算相比，配电系统潮流计算有多方面的特点：①由于配电支路参数的电阻与电抗的比值（r/x）较大，使原来在高压输电网中行之有效的算法，如快速解耦法等，在配电网中有时不再有效，能否可靠收敛是评价配电网潮流算法的首要标准。②由于配电系统中大量不对称负荷的存在和单相、两相、三相线路混合供电模式的采用，使得配电网的三相电压电流不再对称，对配电系统必须按照三相不对称系统进行分析，即要求进行三相潮流计算。

配电系统潮流算法分类　配电系统潮流算法可以从不同的角度进行划分。根据采用的系统状态变量的不同，可分为节点法和支路法。根据系统状态变量是采用相分量还是序分量表示，可分为相分量法、序分量法（又称对称分量法）和二者相结合的混合法。

节点法和支路法。节点法以节点的电流或功率注入和节点电压作为系统的状态变量列出系统的状态方程并求解。此类方法包括隐式 Z_{bus} 高斯法、牛顿类方法（传统牛顿法、传统快速解耦法、改进牛顿法、改进快速解耦法）等。支路法以配电网的支路流（电流或功率流）作为状态量列出系统的状态方程并求解。此类方法包括前推回代类方法、回路阻抗法等。

相分量法和序分量法。在相分量法中，系统各元件都以

相参数表示，每个元件的参数为一个 3×3 子矩阵，其对角元素为各相的自阻抗或自导纳，非对角元素为各相间的互阻抗或互导纳。系统的状态变量（节点电压、注入电流或功率）均由一个三元素子向量表示，其中各元素即为各相的复量。相分量法比较直观，且便于处理三相不对称负荷。但当三相电流不平衡时，系统中对称元件的三相电流和电压之间的关系不能解耦，因而不能直接利用已给的元件序参数，而需转换为相参数，使运算变得复杂。在序分量法中，将系统中各量分解为正、负、零序分量，各元件参数也是 3×3 子矩阵，其对角元素为各序参数，非对角元素为各序间的互阻抗或互导纳。系统的状态变量（节点电压、注入电流或功率）均由一个三元素子向量表示，其中各元素即为各序的复量。序分量法能将系统中对称部分的等值电路的三相电流和电压之间的关系解耦，计算量也小。但处理不对称负荷有些困难，因为它造成了三相负荷等值电路序间的耦合，计算时需将负荷相参量变换成序参量。

混合法。将相分量法和序分量法相结合形成混合法，它将配电网络分为对称部分和不对称部分，将三相负荷不对称较严重的部分看作网络的不对称部分。对对称部分采用序分量法，对不对称部分采用相分量法。

配电系统基本潮流算法 主要包括前推回代法、改进牛顿法、回路阻抗法和隐式 Z_{bus} 高斯法等。

（1）前推回代法。是求解辐射型配电网络潮流的有效方法，具有线性收敛特性。放射型配电网络的显著特征是从任一给定母线到源节点具有唯一的路径。前推回代类法正是充分利用了配电网络的这一特征，沿这些唯一的供电路径修正电压和电流（或功率流）。前推回代类法收敛性能不受配电网络高电阻与电抗比值（r/x）的影响。虽然该类方法处理多个网孔的能力较差，但考虑到配电网络正常运行时多为开环放射状，即使有时为了倒换负荷需要出现短时环路运行的情况，网络网孔的数目一般也不会太多，对少网孔的弱环网处理并不困难。前推回代类方法以其简单、灵活、方便等优点，在配电网络潮流计算中获得了广泛的应用，其算法每次迭代的计算量与母线数成正比。如果迭代次数恒定，则计算复杂性随网络的规模呈线性增长，比较适于求解大规模放射型配电系统。

前推回代类方法在回代过程计算各负荷节点的注入电流或功率流，从末梢节点开始，通过对支路电流或功率流的求和计算，获得各条支路始端的电流或功率流，同时可能修正节点电压；在前推过程利用已设定的源节点电压作为边界条件计算各支路电压降落和末端电压，同时可能修正支路电流或功率流；如此不断重复前推和回代两个步骤，直到收敛。这一过程可借助图 5 加以描述，图中所示馈线段为基本计算单元。

图 5 中母线 k 的进支又称为支路 k，它可以是配电线路、开关或变压器，其三相导纳矩阵可表示为

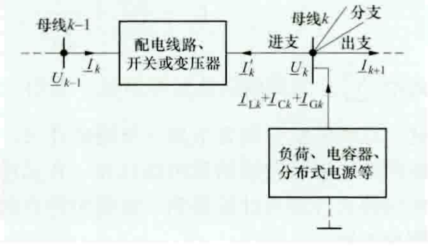


图 5 配电网络潮流计算的基本单元（馈线段）

$$\mathbf{Y}_k^{BR}=\begin{bmatrix}Y_k^{11} & Y_k^{12}\\ Y_k^{21} & Y_k^{22}\end{bmatrix} \tag{12}$$

导纳矩阵 $\mathbf{Y}_k^{BR}$ 联系起了支路 k 两端的电流和相对地电压

$$\begin{bmatrix}\underline{I}_k\\ \underline{I}'_k\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}Y_k^{11} & Y_k^{12}\\ Y_k^{21} & Y_k^{22}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\underline{U}_{k-1}\\ \underline{U}_k\end{bmatrix} \tag{13}$$

前推回代潮流算法反复进行下述两个过程：①回代过程。由母线 k 的三相电压向量 $\underline{U}_k$ 和进支电流三相向量 $\underline{I}'_k$，求母线 $k-1$ 的三相电压向量 $\underline{U}_{k-1}$ 和出支电流三相向量 $\underline{I}_k$。②前推过程。由母线 $k-1$ 的三相电压向量 $\underline{U}_{k-1}$ 和出支电流三相向量 $\underline{I}_k$，求母线 k 的三相电压向量 $\underline{U}_k$ 和进支电流三相向量 $\underline{I}'_k$。如此重复上述两个过程，直到各条母线的三相电压向量各分量的幅值和相角相对于上一次的数值偏差小于容许值为止。

（2）改进牛顿法。传统的牛顿法（全称为牛顿-拉夫逊法）是将潮流方程 $f(x)=0$ 用泰勒级数展开，并略去二阶及以上高阶项，然后求解。它的实质是逐次线性化，求解过程的核心是反复形成并求解修正方程（见潮流计算牛顿-拉夫逊法）。在改进牛顿法中，主要对配电系统做了两个假定：①相邻节点的电压差很小；②没有接地支路。第一个假定一般是合理的，因为典型的配电线路较短且潮流也不大。第二个假定在存在并联电容器组、恒定阻抗负荷以及不可忽略的配电线路 π 型等值模型中的并联导纳时，就不够合理。然而，所有的并联支路都可以利用节点电压转换成节点功率或电流注入，这样处理之后，第二个假定就合理了。基于上述假定，在形成雅可比矩阵时可以考虑做一些简化处理。这种简化处理对收敛性会产生一定影响，改进的牛顿法具有与前推回代算法相近的收敛性能。

（3）回路阻抗法。基于回路电流方程的潮流算法，由于它直接利用基尔霍夫电压定律，所以又称为直接解法。在一般电力系统（指发、输电网络）中，各节点和大地间有发电机、负荷、线路电容等对地支路，节点和节点间也有输电线和变压器支路，使得系统的节点方程数少于回路方程数。因而，一般电力系统的分析计算以采用节点电压方程为宜。对于配电网络，若不计配电线路对地充电电容的影响，并忽略变压器的对地导纳，网络中树支数将总大于链支数，适合采用回路电流方程进行分析。

将各节点的负荷用恒定阻抗表示，从馈线根节点到每一个负荷节点形成一条回路，以回路电流为变量，根据基尔霍夫电压定律，可列出回路电流方程式组，如式（11）所示。采用三角矩阵分解（LU 分解）方法对其进行求解，可求出回路电流，也就得到各个负荷节点的负荷电流。然后可求出各条支路上的电压降，进而可求得各节点的电压和负荷节点的功率，反复迭代，直到求得的负荷节点功率与给定负荷的差值满足一定的精度要求为止。

（4）隐式 Z_{bus} 高斯法。配电系统方程可以描述为

$$\underline{\boldsymbol{I}}=\mathbf{Y}_{bus}\underline{\boldsymbol{U}} \tag{14}$$

式中 $\underline{\boldsymbol{I}}$ 为节点电流注入向量；$\underline{\boldsymbol{U}}$ 为节点电压向量；$\mathbf{Y}_{bus}$ 为节点导纳矩阵。

如果将配电系统的源节点与其他节点分离，可将系统方程另写为

$$\begin{bmatrix}\underline{\boldsymbol{I}}_1\\ \underline{\boldsymbol{I}}_2\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}\mathbf{Y}_{11} & \mathbf{Y}_{12}\\ \mathbf{Y}_{21} & \mathbf{Y}_{22}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\underline{\boldsymbol{U}}_1\\ \underline{\boldsymbol{U}}_2\end{bmatrix} \tag{15}$$

式中 $\underline{\boldsymbol{I}}_1$、$\underline{\boldsymbol{U}}_1$ 为源节点的电流、电压向量；$\underline{\boldsymbol{I}}_2$、$\underline{\boldsymbol{U}}_2$ 为除源节点外其他节点的电流、电压向量。

对配电系统，一般给定源节点的电压 $\underline{\boldsymbol{U}}_1$，如果系统不包含恒定功率成分，则 $\underline{\boldsymbol{I}}_2$ 为可知的恒定注入电流，因而系统中除源节点外其他节点的电压可由下式得到

$$\underline{\boldsymbol{U}}_2=\boldsymbol{Y}_{22}^{-1}(\underline{\boldsymbol{I}}_2-\boldsymbol{Y}_{21}\underline{\boldsymbol{U}}_1) \tag{16}$$

若系统包含恒定功率成分，则可通过线性化，用估计电压下的等值电流注入来代替，节点电流注入向量 $\underline{\boldsymbol{I}}_2$ 成为节点电压向量 $\underline{\boldsymbol{U}}_2$ 的函数，因而有

$$\underline{\boldsymbol{U}}_2=\boldsymbol{Y}_{22}^{-1}[\underline{\boldsymbol{I}}_2(\underline{\boldsymbol{U}}_2)-\boldsymbol{Y}_{21}\underline{\boldsymbol{U}}_1] \tag{17}$$

采用高斯迭代法求解上述方程，在第 k 次迭代时，利用第 $k-1$ 次迭代产生的 $\underline{\boldsymbol{U}}_2$ 的新值 $\underline{\boldsymbol{U}}_2^{(k-1)}$，即

$$\underline{\boldsymbol{U}}_2^{(k)}=\boldsymbol{Y}_{22}^{-1}[\underline{\boldsymbol{I}}_2(\underline{\boldsymbol{U}}_2^{(k-1)})-\boldsymbol{Y}_{21}\underline{\boldsymbol{U}}_1] \tag{18}$$

当两次迭代间变化值小于精度要求时，算法终止。

由上述迭代过程可以看出，该算法等价于不断左乘阻抗矩阵 $\boldsymbol{Y}_{22}^{-1}$，因此称为“Z_{bus}”方法，而在算法的具体实现中，矩阵 $\boldsymbol{Y}_{22}^{-1}$ 并不需要显式形成，实际程序中存储和利用的是 $\boldsymbol{Y}_{22}$ 的因子化表，因此算法被称为“隐式”Z_{bus} 高斯法。算法实现过程包括两部分，计算 $\underline{\boldsymbol{I}}_2$（$\underline{\boldsymbol{U}}_2$）和对式（18）利用 $\boldsymbol{Y}_{22}$ 的因子化表进行前代和回代运算。

配电系统短路故障分析 目的是分析计算配电系统发生各种类型短路后的故障电流大小和分布。高压配电系统短路故障分析方法与输电系统相同（见短路电流计算）。中国中压配电系统的中性点大多不接地或经消弧线圈接地，属小电流接地系统，短路故障分析需要考虑到这一特点。

短路故障类型及基本特点 配电系统中的短路故障可以分为单相接地短路故障、三相短路故障、两相短路故障和两相接地短路故障等类型。

单相接地短路故障。当中压配电系统发生单相接地故障时，若为金属性接地，故障相的电压为零或接近于零。非故障相的电压上升为线电压或接近于线电压；若为非金属性接地，故障相的电压大于零但低于相电压，非故障相的电压高于相电压而低于线电压。

三相短路故障。当中压配电系统发生三相短路故障时，若为金属性接地，a、b、c 三相的电压为零或接近于零；若为非金属性接地，a、b、c 三相的电压高于零但低于相电压。

两相短路故障。当中压配电系统发生两相短路故障时，在短路处，非故障相的电流为 0；两故障相的电流大小相等方向相反；若为两相金属性短接，则两故障相的电压也相等。

两相接地短路故障。当中压配电系统发生两相接地短路故障时，若为金属性接地，故障相的电压为零或接近于零，非故障相的电压上升，高于相电压而低于线电压；若为非金属性接地，故障相的电压高于零但低于相电压，非故障相的电压高于相电压而低于线电压。

短路故障分析方法 可以分为等效电压源法、叠加法、相一零回路电流法和暂态仿真法。这四种方法体现了对短路故障分析的不同精细程度，适用于不同应用场合。

等效电压源法。对于工程实用简化计算，通常采用等效电压源法。这种方法对于远端和近端短路都通过建立短路点的等效电压源来计算短路电流。通常在简化假定下，根据故障位置计算等值正序和零序阻抗来进行短路电流计算。一般假设：①正序和负序阻抗相等；②线路完全换位，即具有完全的对称性，三序变量间没有耦合；③不计负荷电流；④故障前电压为标称（额定）电压，而非需求电压。

用等效电压源计算短路电流时，短路点用等效电压源 $cU_{\text{N}}/\sqrt{3}$（U_{N} 为标称电压，c 为电压系数）代替。等效电压源的电压系数 c 的取值范围为 0.95～1.10，计算最大值用最大电压系数（$c_{\max}$），计算最小值用最小电压系数（$c_{\min}$）。

令 $U=cU_{\text{N}}/\sqrt{3}$，则可计算出各种故障形式的短路电流值。用 Z_F 表示短路点 F 的短路阻抗；Z_1 表示系统的正序短路阻抗，即从短路点看的正序系统阻抗；Z_0 为系统的零序短路阻抗，即从短路点看的零序系统阻抗；R/X 为短路阻抗的电阻与电抗之比。

三相短路故障电流计算公式为

$$I_{\text{d}}=K_{\max}U/(Z_1+Z_F) \tag{19}$$

两相接地短路故障电流计算公式为

$$I_{\text{d}}=K_{\max}\cdot U\cdot Y_2 \tag{20}$$

$$Y_2=\frac{a^2(Z_0+Z_1)-aZ_0-Z_1}{Z_1(Z_1+Z_0)+Z_1Z_0} \tag{21}$$

$$a=\mathrm{e}^{\mathrm{j}2\pi/3} \tag{22}$$

相间短路故障电流计算公式为

$$I_{\text{d}}=K_{\max}\frac{\sqrt{3}U}{2Z_1+Z_F} \tag{23}$$

单相接地短路故障电流计算公式为

$$I_{\text{dmax}}=3K_{\max}U/(2Z_1+Z_0) \tag{24}$$

$$I_{\text{dmin}}=3K_{\min}U/(2Z_1+Z_0+3Z_F) \tag{25}$$

$$K_{\min}=\sqrt{1+2\mathrm{e}^{-\pi R/X}} \tag{26}$$

$$K_{\max}=\sqrt{2}(1+\mathrm{e}^{-\pi R/X}) \tag{27}$$

叠加法。叠加法是对三相不对称条件下的中压配电网短路故障进行精确计算的常用方法。首先利用三相潮流计算的结果作为故障前的状态，得到短路点故障前的电压；其次把短路看作是在短路点叠加一个负的电压源，将短路故障分解为正常运行方式和具有一个电压源的故障分量；然后利用潮流计算结果和故障边界条件计算出故障点处的故障补偿电流；最后将故障补偿电流作为注入量叠加到故障节点，经过一次回代前推过程可以计算出各支路故障电流和各节点电压。当仅考虑配电系统三相负荷的不平衡时，可采用对称分量法进行短路故障分析。当配电系统的三相线路参数不对称或三相负荷不平衡问题比较突出时，配电网短路故障分析宜采用相分量法。

相一零回路电流法。仅适用于 1kV 以下的低压配电网络单相短路电流计算。对 0.4kV 低压配电系统，其短路电流的计算公式为

$$I_{\text{d}}=\frac{400}{\sqrt{3}}\times\frac{1}{\sum_i z_i} \tag{28}$$

式中 $\sum_i z_i$ 为短路回路的总阻抗，是相一零回路中变压器阻抗、母线阻抗、组合电器（指隔离开关、空气开关及电流互感器等）阻抗及线路阻抗的总和。各元件的阻抗数值可根据相应的元件型号计算得到。根据短路点的不同，总阻抗的数值也不同。

暂态仿真法。将配电网络和元件用微分方程描述，分析短路故障后电磁暂态过程的故障分析方法。这一方法可获得

短路故障后电压和电流的瞬变曲线，计算较为复杂，主要用于分析和计算故障后可能出现的暂态过电压和过电流，以便对电力设备进行合理设计，或用于研究新型快速继电保护装置的动作原理，故障点探测原理等。

配电系统损耗计算 对电能流经配电系统输送到终端用户所产生的电能损耗进行的分析计算。配电系统具有下述特点：①线路条数多；②线路一般仅在变电站母线出口处接有可以实测电流的表计，而在其他分支点无固定测量表计；③运行方式变化频繁，网络结构经常处于变化之中（见配电系统）。这些特点使得配电系统的电能损耗计算的数据需要量较大，计算较为复杂，而相关的运行参数又很难收集齐全。因此，要求配电系统的电能损耗计算方法应在满足实际工作需要的准确度前提下，尽可能简化，使电能损耗计算具有可行性。

配电系统电能损耗表示方法 可由统计线损电量和理论线损电量来表示。统计线损电量指某配电系统电能关口表所显示的实际输入到该配电系统的电能值与该配电系统所有用户用电计量表所显示的用电量总和之差，其结果是该配电系统运行中电能实际损耗的反映。理论线损电量是指依据配电系统的电压、电流或有功、无功功率值按照一定的计算方法计算出的该配电系统理论上的电能损耗。理论线损计算结果有助于系统运行管理部门分析系统损耗原因，进而采取切实可行的降损措施降低系统电能损耗。

配电系统电能损耗理论分析 配电系统电能损耗是指一定时段内网络各元件上的功率损耗对时间积分值的总和。从这个意义上讲，准确的线损理论计算比在电力系统确定的运行方式下的稳态潮流计算还要复杂，这是因为表征用户用电特性的负荷曲线具有很大的随机性（见电力系统负荷曲线），各元件上的损耗对时间的解析函数关系很难准确表达出来，因此只能用数理统计的方法解决。有些配电系统由于表计不全，运行数据无法收集，或者网络的元件和节点数太多，运行数据和结构参数的收集整理很困难，无法采用简单的潮流法计算，必须采用在有限人力和物力投入条件下能保证结果具有一定准确程度的计算方法。

根据线损的理论计算结果进行线损分析，是线损管理工作的重要内容。这种分析包括统计分析、指标分析和经济分析。

统计分析。目的是对配电系统进行损耗构成分析，需要对配电线损分区、分站、分线或分台区（以配电变压器供电范围划分）进行分析。此外，要对配电网的空载损耗和负载损耗进行分类统计，计算空载线损率和负载线损率。

指标分析。目的是比较本期与上期的电能损耗率指标和本期电能损耗率统计值与计划值之间的差异，可以从多个方面进行考虑：售电量增减及用电类别与电压构成的变化；电力系统运行方式，潮流分布和电力网结构的变化；降损措施和工程投产的影响；新增大用户的影响；更换系统主元件的影响等。

经济分析。目的是对在变电站采用集中安装的无功补偿设备和在配电线路上分散安装的无功补偿设备所取得的降损效益进行分析，对大用户考核高峰功率因数或考核高峰、低谷功率因数所取得的效益进行分析等。

配电系统电能损耗计算方法 假设配电系统中某元件电阻为 R，通过该元件的电流为 i，当电流通过该元件时产生的三相有功功率损耗为

$$\Delta P = 3i^2R \tag{29}$$

则该元件在24h内的电能损耗为

$$\Delta A = 3\int_0^{24} i^2 R\mathrm{d}t \tag{30}$$

由于 i 随时间不断变化，不易准确地获得，因此无法准确解出上述积分式。如把计算期内时段划分得足够小，则可有效地解决上述问题。一般电流值是通过典型日24h正点负荷实测得到的，设每小时内电流值不变，则全日24h元件电阻中的电能损失为

$$\Delta A = 3(I_1^2 + I_2^2 + \cdots + I_{24}^2)R \tag{31}$$

计算期 T 小时内元件电阻中的电能损失为

$$\Delta A = 3I_{jf}^2RT \tag{32}$$

式中 I_{jf} 为方均根电流，其计算式为

$$I_{jf} = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^{24} I_t^2}{24}} \tag{33}$$

式中 I_t 为各正点时通过元件的负荷电流，$t=1,2,\cdots,24$。当负荷曲线以三相有功功率、无功功率和线电压表示时，则

$$I_{jf} = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^{24} \frac{P_t^2 + Q_t^2}{U_t^2}}{72}} = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^{24} \frac{S^2}{U_t^2}}{72}} \tag{34}$$

式中 P_t、Q_t 分别为正点时通过元件的三相有功功率、无功功率，$t=1,2,\cdots,24$；U_t 为与 P_t、Q_t 同一测量端同一时间的线电压值。

上述配电系统元件电能损耗的理论计算方法称为方均根电流法，是最基本的一种电能损耗计算方法。在此基础上，根据所掌握的计算条件和计算资料，可进一步发展为平均电流法（形状系数法）、最大电流法（损失因数法）、等值电阻法等，也可以发展为基于潮流计算并考虑不确定性的电能损耗计算方法等。

参考书目

王守相，王成山．现代配电系统分析．北京：高等教育出版社，2007.

peidian xitong jisuanji fuzhu guihua

配电系统计算机辅助规划 (computer-aided planning for distribution system) 以配电系统规划软件为辅助工具完成配电系统规划的工作。由于配电系统规划具有数据量大、不确定因素多、涉及领域广以及更新变化快等特点，手工规划方式不能满足要求。随着信息技术的快速发展，计算机在海量数据存储、高速精确计算等方面的优势能为规划者提供大量信息管理和决策服务，从而降低人工工作量并提高规划的科学性。因此，利用计算机辅助规划系统进行配电系统规划成为一种必然的选择。

计算机辅助规划系统 规划者在进行配电系统规划时所使用规划软件的集合。计算机辅助规划系统应既尊重人在规划中的主导地位，又充分利用计算机数据处理和优化搜索的优势，采用符合规划者认知事物习惯的设计，使整个规划决策环境易于发挥人的创造性思维，高效地获得实际可行的优化方案并科学决策。同时，通过规划模型、算法和软件自动化程度的完善和提升，减轻规划工作的工作量并尽可能降低人为因素对规划方案科学性的影响。计算机辅助规划系统应

在信息管理、数据可视化、专家干预、模型与方法选择、规划专家系统等方面具备高效实用化的功能。

规划信息管理系统。规划工作涉及大量的、且需要不断更新的数据，同时频繁地滚动修正规划也会产生大量不同版本的数据。规划信息管理系统一方面需要管理好这些数据，方便规划者的检索与存取；另一方面还需要应用数据挖掘与知识发现等技术获取深层次信息并展现给规划者。

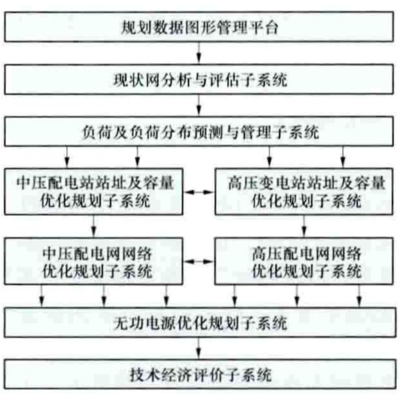
数据可视化技术。基于地理信息系统或能够处理地理背景图的图形平台实现多种数据可视化功能。例如，采取以颜色渲染的主题图表示空间负荷分布，采用放射线或着色手段表示变电站供电范围等。这些可视化功能便于人对计算结果形成直观整体印象以判断决策，并能利用人的直觉和经验等认知能力对方案进行加工修正，补偿纯数学计算的不足。

专家干预接口。规划系统应能够为规划者提供足够的参与机会，使得专家的经验和理念能够在规划过程中充分得以体现，同时有助于降低计算机算法的问题寻优空间，提高规划工作的效率。

模型与方法选择。没有一种模型或方法适合所有场景下的规划工作，因此对规划中的每一项具体任务，最好的方式是提供多种模型和方法，以便于规划者可以根据当地当时的规划特点，选择合适的模型和方法进行分析计算。

规划专家系统。为实现规划工作经验的有效积累，可在大量规划工作及规划人员经验的基础上，建立规划知识库、案例库以及规划方案推理机制，采用专家系统方法自动积累、综合和重用各种专家的知识和经验，提高规划系统的智能化程度。

计算机辅助规划流程　辅助规划系统应是具有相对完整规划功能的综合性软件系统，应避免仅仅是一个或若干个孤立功能的计算程序；软件所提供的规划功能应覆盖编制配电系统规划工作的全部内容或主要内容。典型的软件设计是根据规划流程将整个系统分成多个功能子系统，各子系统既可独立使用，又可协同工作和交换数据。典型的计算机辅助规划流程和规划软件子系统划分如图所示。



计算机辅助规划流程及规划软件子系统

规划数据图形管理平台。各子系统数据图形操作的基础平台，具有对不同版本规划原始数据与结果数据的管理功能，提供基本的数据图形操作和数据可视化展示。

现状网分析与评估。通过拓扑分析、接线模式分析、潮流计算、短路计算、$N-1$安全校验、供电能力计算、可靠性计算等规划中常有的计算分析手段，对现状网进行的技术分析和综合评估。

负荷及负荷分布预测与管理。具有完整的总量负荷预测和基于地理图形的负荷分布预测功能，并能够将负荷总量预测与负荷分布预测结果协调一致。（见电力系统负荷预测和电力负荷预测方法）

高压变电站站址及容量优化规划。能够辅助完成规划目标年和中间阶段年的高压变电站的站址和容量选择，并计算变电站供电范围。

中压变电站站址及容量优化规划。能够在地理图形平台上分区分片辅助规划各规划年的中压配电变电站位置及容量。

高压配电网网络优化规划。在变电站的站址和容量确定的情况下辅助规划高压配电网，功能与中压配电网网络优化规划子系统类似。

中压配电网网络优化规划。在地理图形平台上，以高压变电站选址结果为基础，完成对中压配电网络的接线模式、导线型号及线路走径、联络线设置、开关运行方式等的确定和优化，并计算规划方案的技术经济指标。

无功电源优化规划。能够完成配电网的无功电源规划，实现不同负荷水平下无功电源的最优配置。

技术经济评价。对规划方案进行最终的投资估算和经济效益分析，完成技术经济评价，以形成最终方案决策。

规划软件除辅助完成规划编制和修编外，还应具有必要的规划管理功能或能与其他信息系统软件相互配合，为规划人员建立工作平台，将规划工作融入电力部门日常的相关业务流程中。

见配电系统技术评价、配电系统经济评价、配电系统无功电源规划、配电系统规划技术原则。

peidian xitong jishu pingjia

配电系统技术评价　（technical evaluation for distribution system）　通过对配电系统进行全面量化的技术分析，对配电系统是否满足相关各方面的技术指标要求并衡量其满足程度的评价。评价结果可用于指导配电系统的规划、建设、改造和运行。

配电系统本身是一个规模庞大的复杂系统，涉及因素众多，将反映配电系统的多项指标（如可靠性、经济性等）的信息加以汇集，在此基础上实施配电系统的综合技术评价，可获得综合评价指标，从整体上反映配电系统的真实情况。这一工作有助于从整体上全面地把握系统的优劣，科学、合理地鉴定出系统要素中的关键因素，使决策更加全面、合理。评价指标（也称属性）、指标权重、评价标准是综合技术评价的核心要素。

评价指标体系　由多组指标构成的多层次多指标系统，是衡量配电系统现有水平和规划成效的基础，是保证配电系统建设和运行的安全性、可靠性和经济性的重要判据。

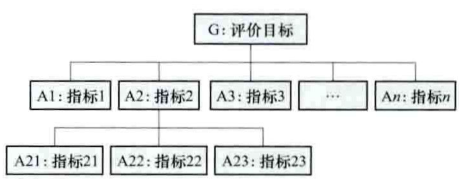


图1　评价指标体系层次结构示意图

如图1所示，评价指标体系通常包含多层评价指标。与评价目标直接相关的指标称为一级指标，例如指标1、指标2和指标n等。根据指标含义的复杂程度，可以将指标分解为多项下级指标，例如指标2被分解为指标21、指标22和指标23，指标2为指标21、指标

22 和指标 23 的上级指标。不包含下层指标的指标称为底层指标，也称叶项指标，例如指标 21 等。

评价指标体系的选取与构建是对配电系统进行综合评价的基础，是保证对系统有效评价的关键。

指标体系构建原则　一般而言，指标体系的设计和筛选必须遵循系统性原则、一致性原则、可测性原则、独立性原则和可比性原则。

指标体系构建方法　评价指标体系的建立过程实际上是一个运用系统思想分析问题的过程，主要步骤包括指标体系初建、指标筛选、指标体系结构优化等。

配电系统评价指标　安全、可靠和经济是电网供电的基本要求，也是评价电网结构是否合理的基本指标；适应性是对系统适应负荷可持续发展需要的能力的量化评价，系统不仅要满足负荷当前的需求，还应该满足一定阶段内负荷增长的要求；同时，考虑到电网的整体一致性，需要对电网不同环节的协调性作量化分析。图 2 给出了配电系统综合评价指标体系的一个示例，可用于对配电系统的历史和现状进行评价，也可对配电系统规划方案进行评价。在实际评价工作中可根据具体情况对体系中的指标进行适当取舍、发展和进一步的细化。

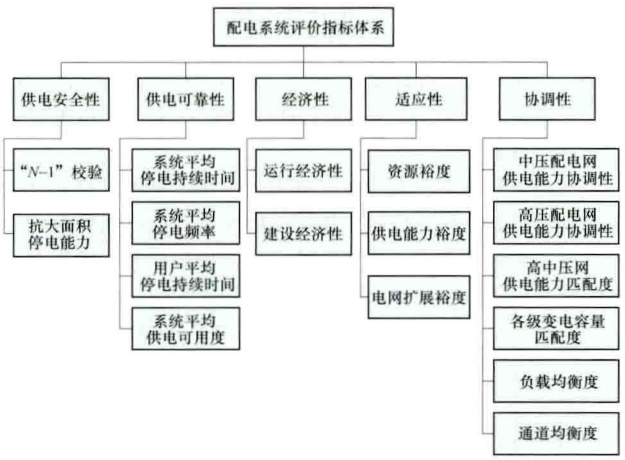


图 2　配电系统评价指标体系示例

权重体系　围绕指标体系建立的所有各层指标权重的集合即构成指标权重体系。权重是以某种数量形式对比、权衡被评价事物总体中诸因素相对重要程度的量值，也称权重系数或权数。

权重可采用归一化的向量表示。假设有两个指标参与比较，二者若具有同等重要性，可用向量 [0.5，0.5] 来表示它们的权重；若前者比后者更重要，则前者权重值比后者权重值大，可用权重向量 [0.6，0.4] 表示。权重的确定是综合评价中十分棘手的问题，需要考虑多方面因素。

评价标准　对于不同的评价指标，有不同的原始评价度量表现形式，如定性的"好""中""差"描述形式，绝对及相对形式的定量描述形式，将这些描述数据转换成可直接比较的规范化格式，就是评价指标的标准化。基于一定的评价函数，建立叶项指标的评价标度体系，将原始的指标数值映射为标准化的评价标度体系中的某一个评价值，以便于比较和评价，这个评价标度即为指标评价标准。围绕指标体系建立的所有叶项指标的评价标准的集合即构成指标评价标准体系。

指标评价值的标度可采用 0—1 标度、1—5 标度（五分制）、1—10 标度（十分制）和 1—100 标度（百分制）。

评价方法　为了获得系统的综合评价结果，需要从叶项指标开始，逐层获得上级指标评价值，直至获得最上一层指标的综合评价值。这一过程可依据下述计算公式完成

$$S=\sum_{j=1}^{n}S_jW_j \tag{1}$$

式中 S 为评价指标体系层次结构中任一非底层指标的评分；$n(n\geqslant 1)$ 为指标 S 的下层指标个数，S_j 为下层指标 $j(1\leqslant j\leqslant n)$ 的评分；W_j 为下层指标 j 的权重。通过下层指标评分 S_j 和权重 W_j 的加权求和，可计算得出上层指标评分 S。

评价实施流程　完整的综合评价过程由评价指标设置和评价实施两阶段组成，如图 3 所示。在评价指标设置阶段，主要完成评价指标选择、指标评价判据和评价标准制定以及指标权重设定等任务；在评价实施阶段，需依据配电系统基本资料分别进行单项指标评价和综合评价，并根据不同的评价目的对上述评价结果进行横向或纵向对比，完成评价结果分析，以衡量系统的优劣。

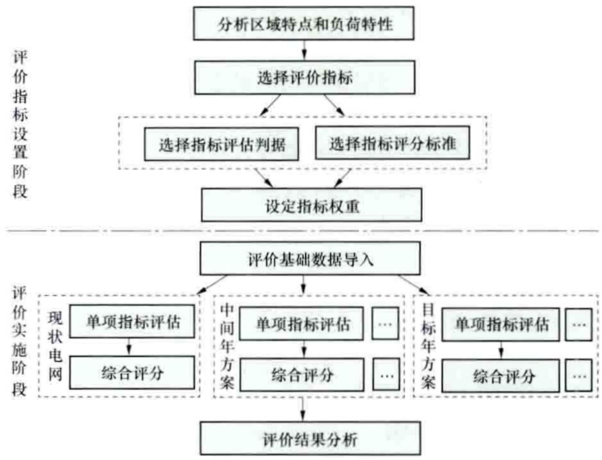


图 3　评价实施流程

综合评价过程　首先进行单项指标评价，并将指标数值对照指标的评价标准计算其评分；然后根据指标权重大小计算评价对象的总体评分，即综合评价。

评价结果分析　配电系统综合技术评价工作的目的是发现系统的瓶颈环节，促进系统的科学发展。评价工作可以针对单一配电系统的某个时间断面进行，也可以针对多个系统或同一系统的多个规划方案进行，还可以针对同一系统多个时间断面进行。针对上述应用场景，配电系统评价可分为单方案静态评价、多方案横向比较评价和多阶段纵向比较评价三种情况。实际评价工作中，可能是其中的一种情况或几种情况的组合。在进行评价结果分析时，针对上述三种情况，相应的分析侧重点也有一定的差异。

单方案静态评价。对某一时间断面上的单一配电系统进行综合评价，目的是对被评价系统的综合水平有一个客观的了解，并根据指标评分的高低，找出影响系统整体水平提高的瓶颈环节。此时，评价结果分析的侧重点是通过对系统内同一类设备（如变电站、线路等）的相关指标进行比较来发现问题。可针对某一电压等级的配电线路进行过负荷水平分析、"N—1"分析等，找到过负荷严重的一些线路、对系统

安全性影响比较大的线路等。通过对配电系统存在的问题进行点、面结合的综合分析，既可以从整体上描述系统普遍存在的问题及其普遍程度，又可从具体设备角度说明各个设备是否存在问题以及存在问题的严重程度。

多方案横向比较评价。针对多个系统或同一系统的多个规划方案进行综合评价，目的是对多个系统或多个方案进行对比研究。此时，评价结果分析的侧重点是通过将各类指标的数值和评分结果进行横向比较，并将比较结果进行主导因素分析，发现不同系统或不同方案各自存在的优点和缺点，进而对被评价系统有更加客观的认识，这有助于获得更加合理的系统规划方案。

多阶段纵向比较评价。针对同一系统多个时间断面进行综合评价，目的是清晰了解被评价系统的发展变化进程、评价系统规划方案的建设实施效果。此时，评价结果分析的侧重点是通过将评价指标值进行纵向比较，根据指标数值和评分的变化趋势把握系统的发展趋势。这里的多个时间断面一般是指历史年、现状年、中间年和目标年，假设同一配电系统各时间断面的综合评分分别为 S_H、S_P、S_M 和 S_T。通过比较 S_H、S_P、S_M 和 S_T 的大小关系，可以从整体上描述电网发展趋势的好坏，进而通过分析比较各阶段系统底层指标的数值和评分大小，可以从不同侧面进一步掌握被评价系统的发展趋势。在实际配电系统规划中，常常需要明确规划方案对现状系统在某些方面的改善提升程度。这时，可将规划方案的一些指标数值与相应的现状系统指标数值进行对比，再对对比结果进行评分。

参考书目

王成山，罗凤章．配电系统综合评价理论与方法．北京：科学出版社，2012．

peidian xitong jingji pingjia

配电系统经济评价 (economic evaluation for distribution system)

计算配电系统建设或规划项目范围内的财务效益和费用，分析项目的盈利能力和清偿债务能力，评价项目在财务上的可行性。配电系统经济评价要在国家现行财税制度和价格体系的前提下，在确定配电系统规划或建设方案、投资估算和融资方案的基础上进行。配电系统建设项目属于典型的资金密集型项目，有效合理的经济评价是减少和避免项目决策失误并提高项目经济效益的重要手段。配电系统经济评价的实质是以项目为中心的项目投资决策分析，即按照市场价格和有关经济、财政、金融制度的各项规定，在项目财务数据预测的基础上，从项目投资方的角度出发，对拟建项目计算期内的全部财务状况和财务成果进行预测性的考察与分析，以项目给投资方所能带来的财务效益来评判其经济性。

内容和范围 包括对配电系统项目（包括新建、改扩建项目）的财务评价和社会效益评价。

财务评价 从项目建设单位利益的角度出发，分析项目的盈利能力和清偿能力，评价项目在财务上的可行性。财务评价范围包括存量和建设期内项目的增量。建设期第一年（基准年）以前的企业投资、资产、电量、经营成本等称为存量，建设期内新增加的投资、资产、电量、经营成本等称为增量。（见财务评价）

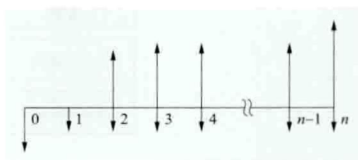
社会效益评价 从社会整体利益出发，分析建设期内的投资、用电量的增加对城市环境、经济发展、居民生活等的贡献，评价规划项目在宏观经济上的合理性。主要体现在对配电系统投资项目满足用电需求，提高供电可靠性，改善电能质量和环保等方面的评价，以定性分析为主。

经济评价原则 综合考虑配电网安全可靠性要求、工程、技术、经济、环境、政治、社会、建设条件和运行条件及对远景发展的适应情况等进行评价，统筹考虑，确定最佳方案，保证配电系统规划建设方案的技术经济合理性。在评价中应遵循以下原则：①效益与费用计算范围相一致的原则，既要防止疏漏，又要防止重复和扩大计算范围；②可比原则，使效益和费用计算口径对应一致；③定性分析与定量分析相结合、动态分析与静态分析相结合的原则。

经济评价依据 经济评价时，应以国民经济发展与社会发展的中长期规划、行业规划、地区规划为指导，严格执行国家有关经济评价工作的法规及政策。主要依据包括：①国家、各省（自治区、直辖市）政府及物价部门有关财税、信贷、经济评价政策、文件等；②现行版《建设项目经济评价方法与参数》；③电力企业相关规定、财务（报告）指标等。

经济评价方法 配电系统经济评价一般采用传统工程经济学（也称技术经济学）的评价方法，即基于折现现金流（discount cash flow，DCF）的方法，包括净现值（net present value，NPV）法、内部收益率（internal rate of return，IRR）法、投资回收期（payback period，PP）法等。此外还要进行敏感性分析。

现金流量模型 在市场经济中，一切投资项目都可以抽象为现金流量系统。项目经济活动的全过程可以抽象为一系列顺序发生的现金流入或现金流出。将项目生命期内所发生的收益与费用，按照各自发生的时点顺序排列，即构成一个现金流量表或现金流量图（见图）即为一个项目的现金流量图。



现金流量图

图中，水平线代表所评估的项目，间隔长度为时间长度，单位一般为年，也可为季、月、周、日或任意时间间隔；水平线上方的垂直线段表示现金流入量；水平线下方的垂直线段表示现金流出量；线段长短表示现金流量绝对值的大小。

对于配电系统投资项目来说，现金流入项主要为售电收入、电费加价收入等，现金流出项主要为初始投资、运营成本和固定资产折旧费用等。

净现值（NPV） 项目全部收益现值减去全部支出现值的差额，是反映项目在生命期内获利能力的动态评价指标。计算公式为

$$NPV=\sum_{t=0}^{n}(CI-CO)_t(1+i)^{-t} \tag{1}$$

式中 CI 为现金流入量；CO 为现金流出量；$(CI-CO)_t$ 为第 t 年的净现金流量；n 为项目生命周期；i 为折现率，一般为基准收益率或设定的收益率。（见净现值法）

评价准则：单方案评估时，NPV 大于零，方案可行；多方案比选时，NPV 越大，方案越优。

内部收益率（IRR） 使方案在研究期内一系列收入和

支出的现金流量净现值为零时的折现率，是反映项目获利能力的重要动态评价指标。即 $NPV=0$ 时的折现率，一般用内插法（二分法）来近似地求解 IRR，其计算公式为

$$IRR = i_1 + \frac{NPV(i_1)}{NPV(i_1) + |NPV(i_2)|}(i_2 - i_1) \qquad (2)$$

式中 i_1 为试算所取的较低折现率；i_2 为试算所取的较高折现率；$NPV(i_1)$ 为对应于 i_1 时的净现值；$NPV(i_2)$ 为对应于 i_2 时的净现值。（见内部收益率法）

评价准则：在单方案评估中，内部收益率大于基准收益率，方案可行，且 IRR 越大越好；在多方案评选中，IRR 越大，方案越优。

投资回收期（PP） 工程项目的净收益抵偿全部投资所需要的时间，是反映项目财务投资回收能力的重要指标。分静态投资回收期（PP_s）和动态投资回收期（PP_d）两种。

静态投资回收期 PP_s。计算公式为

$$\sum_{t=0}^{PP_s}(CI - CO)_t = 0 \qquad (3)$$

工程上一般使用如下简化公式计算

$$PP_s = K/M \qquad (4)$$

式中 K 为总投资；M 为年盈利额。

动态投资回收期 PP_d。计算公式为

$$\sum_{t=0}^{PP_d}(CI - CO)_t(1+i)^{-t} = 0 \qquad (5)$$

工程上一般使用简化公式计算，即

$$PP_d = \frac{\lg(1 - K \times i/M)}{\lg(1+i)} \qquad (6)$$

评价准则：单方案评价时，投资回收期小于基准投资回收年限，方案可行，且 PP 越小越好；多方案评价时，PP 越小，方案越优。

敏感性分析 项目经济评价所采用的数据大部分来自预测和估算，有一定程度的不确定性。敏感性分析是通过分析测算项目主要因素发生变化时对经济指标的影响及影响程度，从而找出项目敏感因素。一般来说，配电系统建设项目的经济效益会受到很多因素的影响，如设备造价、利率、售/购电价、售电量等，都可能成为敏感性因素。

经济评价步骤 主要包括：①分析和估算投资项目的财务数据。通常简称为财务预测，就是对拟建项目的投资总额、投产后各年的成本费用、销售收入、销售税金和利润等各方面的财务数据进行估算。②编制财务基本报表。根据估算的各方面财务数据编制财务基本报表。③计算财务分析指标，评判投资项目在财务上是否可行。主要从投资项目的盈利能力和清偿能力两个方面进行考察。

见国民经济评价和货币时间价值。

参考书目

国家发改委，建设部．建设项目经济评价方法与参数．3版．北京：中国计划出版社，2006．

张文泉．电力技术经济评价理论、方法与应用．北京：中国电力出版社，2004．

peidian xitong kekaoxing pinggu

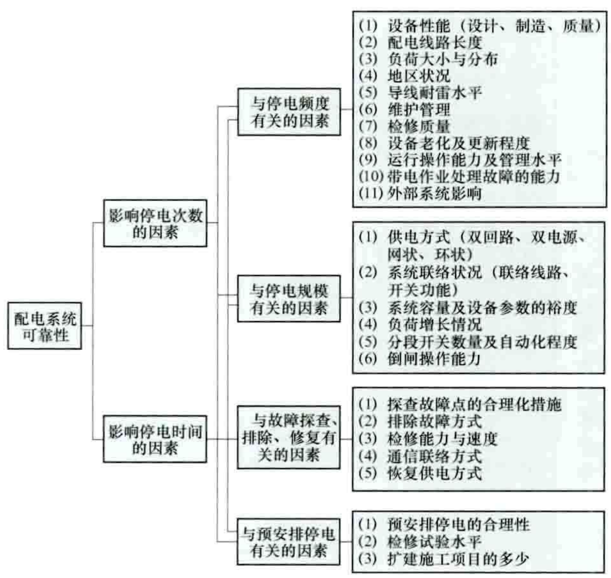
配电系统可靠性评估

（reliability evaluation for distribution system） 对从供电点到用户（包括配电变电站、高低压配电线路及接户线）的整个配电系统及其设备按可接受标准及期望数量满足用户电力及电量需求水平的评价。配电系统可靠性是电力系统可靠性的重要组成部分，是整个配电系统结构及运行特性的集中反映。用户停电事件中约80%是由配电系统引起的，配电系统对用户供电可靠率的影响很大。通过分析配电系统和设备的状态，建立适当的指标和标准，统计、分析、预测评估及定量计算所采取的各种增强性措施的效益，有助于在考虑经济性的前提下，有针对性地改善系统的可靠性。

配电系统可靠性指标分类 配电系统可靠性指标可以根据考虑的侧重点、作用、性质或者度量的方式不同进行分类。按配电系统对用户连续供电的能力和为了满足用户的供电可靠性配电系统应具备的条件来分类，可分为供电可靠性指标和系统可靠性指标，后者可进一步分为系统综合性能可靠性指标和系统设备性能可靠性指标，其中系统设备性能指标是系统综合性能指标的基础。按指标的性质分类，一般可分为供电服务质量指标、故障停电指标、预安排停电指标、外部影响停电指标、设备性能指标。按指标的统计期间和作用不同，可分为年度指标和趋向性指标。按指标量度的方式不同，可分为最大值指标和平均值指标，采用此种分类方式进行可靠性管理，通常分别称为最大值管理和平均值管理。按指标反映的系统特性分类，可划分为充裕度指标和安全性指标，配电系统可靠件指标大多属于充裕度指标。（见电力系统可靠性和电力系统可靠性统计）

上述指标按时间长短，又可分为瞬时性指标和持续性指标两大类。

可靠性指标主要影响因素 配电系统可靠性指标虽然很多，但基本上是以停电次数、停电时间和停电损失电量这三个因素为基础建立起来的。停电损失电量，对于一定的系统、一定的设备来说，也主要由停电次数和停电时间来决定。影响配电系统可靠性指标的因素如图所示。



影响配电系统可靠性指标的因素

国内外配电系统可靠性常用指标 各国对配电系统可靠性所建立的指标很多，国际上比较常用的指标来自于IEEE Std 1366标准，中国多采用DL/T 836—2012《供电系统用

户供电可靠性评价规程》。相关配电系统可靠性统计指标及主要指标计算公式分别见表1和表2。

表1 IEEE Std 1366 配电系统可靠性统计指标及主要指标计算公式

类别	指标	定义	主要指标计算公式	单位
持续性指标	系统平均停电频率（*SAIFI*）	在规定时间内系统中平均每个用户经受的持续性停电的次数	$SAIFI=\frac{\text{用户持续性停电总次数}}{\text{用户总数}}$	次/户
	系统平均停电持续时间（*SAIDI*）	在规定时间内系统中平均每个用户经受的总停电时间	$SAIDI=\frac{\text{用户停电持续时间总和}}{\text{用户总数}}$	min/户
	用户平均停电持续时间（*CAIDI*）	在规定时间内系统中每个受停电影响的用户的平均停电持续时间	$CAIDI=\frac{\text{用户停电持续时间总和}}{\text{用户停电总次数}}$	min/次
	平均供电可用度指标（*ASAI*）	在规定时间内用户经受的不停电小时总数与用户要求的总供电小时数之比	$ASAI=\frac{\text{用户用电小时数}}{\text{用户需电小时数}}$	%
	用户总的平均停电时间（*CTAIDI*）	在规定时间内系统中每个受停电影响的用户的平均停电持续时间（某用户的多次停电仅计为一次）	$CTAIDI=\frac{\text{用户停电持续时间总和}}{\text{用户停电总次数}}$（某用户多次停电仅记为一次）	min/次
	用户平均停电频率（*CAIFI*）	在规定时间内每个被停电用户所遭受的平均停电次数	$CAIFI=\frac{\text{用户持续性停电总次数}}{\text{停电用户总数}}$	次/户
	平均系统停电频率（*ASIFI*）	在规定时间内每千伏安用电容量的停电次数	$ASIFI=\frac{\sum\text{每次经历持续性停电的容量（kV·A）}}{\text{总容量（kV·A）}}$	次/（kV·A）
	平均系统停电持续时间（*ASIDI*）	在规定时间内每千伏安用电容量的停电时间	$ASIDI=\frac{\sum\text{每次经历持续性停电的停电持续时间}}{\text{总容量（kV·A）}}$	min/（kV·A）
	经历多次持续性停电的用户的比率（$CEMI_n$）	经历多次持续性停电的用户占总用户的比率	$CEMI_n=\frac{\text{经历持续性停电次数超过}\ n\ \text{次的用户数}}{\text{用户总数}}$	%
瞬时性指标	瞬时平均停电频率（*MAIFI*）	在规定时间内系统中平均每个用户经受的瞬时性停电的次数	$MAIFI=\frac{\text{用户瞬时性停电总次数}}{\text{用户总数}}$	次/户
	瞬时平均停电事件频率（$MAIFI_E$）	在规定时间内系统中平均每个用户经受的瞬时性停电事件的次数	$MAIFI_E=\frac{\text{用户瞬时性停电事件总次数}}{\text{用户总数}}$	次/户
	经历多次停电的用户的比率（$CEMSMI_n$）	经历多次停电的用户占总用户的比率	$CEMSMI_n=\frac{\text{经历停电次数超过}\ n\ \text{次的用户数}}{\text{用户总数}}$	%

表2 中国DL/T 836—2012配电系统可靠性指标及计算公式

类别	指标	定义	主要指标计算公式	单位
供电服务质量指标	供电可靠率（*RS*-1）	在统计期间内，对用户有效供电时间总小时数与统计期间小时数的比值	$\text{供电可靠率}=\left(1-\frac{\text{用户平均停电时间}}{\text{统计期间时间}}\right)\times100\%$	
	供电可靠率（不计外部影响）（*RS*-2）	不计外部影响，在统计期间内，对用户有效供电时间总小时数与统计期间小时数的比值	$\text{供电可靠率（不计外部影响）}=\left(1-\frac{\text{用户平均停电时间}-\text{用户平均受外部影响停电时间}}{\text{统计期间时间}}\right)\times100\%$	
	供电可靠率（不计系统电源不足限电）（*RS*-3）	不计系统电源不足限电，在统计期间内，对用户有效供电时间总小时数与统计期间小时数的比值	$\text{供电可靠率（不计系统电源不足限电）}=\left(1-\frac{\text{用户平均停电时间}-\text{用户平均限电停电时间}}{\text{统计期间时间}}\right)\times100\%$	
	用户平均停电时间（*AIHC*-1）	用户在统计期间内的平均停电小时数	$\text{用户平均停电时间}=\frac{\sum\text{（停电持续时间×停电用户数）}}{\text{总用户数}}$	h/户
	用户平均停电时间（*AIHC*-2）	不计外部影响，用户在统计期间内的平均停电小时数	$\text{用户平均停电时间（不计外部影响）}=\frac{\sum\text{（停电持续时间×停电用户数）}}{\text{总用户数}}-\frac{\sum\text{（每次外部影响停电持续时间×每次受其影响的停电户数）}}{\text{总用户数}}$	h/户
	用户平均停电时间（*AIHC*-3）	不计系统电源不足限电，用户在统计期间内的平均停电小时数	$\text{用户平均停电时间（不计系统电源不足限电）}=\frac{\sum\text{（停电持续时间×停电用户数）}}{\text{总用户数}}-\frac{\sum\text{（每次限电停电持续时间×每次限电停电户数）}}{\text{总用户数}}$	h/户
	用户平均停电次数（*AITC*-1）	供电用户在统计期间内的平均停电次数	$\text{用户平均停电次数}=\frac{\sum\text{（每次停电用户数）}}{\text{总用户数}}$	次/户

续表

类别	指　　标	定　　义	主要指标计算公式	单　位
供电服务质量指标	用户平均停电次数（不计外部影响）（AITC-2）	不计外部影响，供电用户在统计期间内的平均停电次数	用户平均停电次数（不计外部影响）$=\frac{\sum（每次停电用户数）-\sum（每次受外部影响的停电用户数）}{总用户数}$	次/户
	用户平均停电次数（不计系统电源不足限电）（AITC-3）	不计系统电源不足限电，供电用户在统计期间内的平均停电次数	用户平均停电次数（不计系统电源不足限电）$=\frac{\sum(每次停电用户数)-\sum(每次限电停电用户数)}{总用户数}$	次/户
	系统停电等效小时数（SIEH）	在统计期间内，因系统对用户停电的影响折（等效）成全系统（全部用户）停电的等效小时数	系统停电等效小时数$=\frac{\sum（每次停电容量\times每次停电时间）}{系统供电总容量}$	h
	用户平均停电缺供电量（AENS）	在统计期间内，平均每一用户因停电缺供的电量	用户平均停电缺供电量$=\frac{\sum（每次停电缺供电量）}{总用户数}$	kW·h/户
	平均停电用户数（MIC）	在统计期间内，平均每次停电的用户数	平均停电用户数$=\frac{\sum（每次停电用户数）}{停电次数}$	户/次
	停电用户平均停电次数（AITCI）	在统计期间内，发生停电用户的平均停电次数	停电用户平均停电次数$=\frac{\sum（每次停电用户数）}{停电用户总数}$	次/户
	停电用户平均停电时间（AIHCI）	在统计期间内，发生停电用户的平均停电时间	停电用户平均停电时间$=\frac{\sum（每次停电持续时间\times每次停电用户数）}{停电用户总数}$	h/户
故障停电指标	用户平均故障停电次数（AFTC）	在统计期间内，每一用户的平均故障停电次数	用户平均故障停电次数$=\frac{\sum（每次故障停电用户数）}{总用户数}$	次/户
	用户平均故障停电时间（AIHC－F）	在统计期间内，每一用户的平均故障停电小时数	用户平均故障停电时间$=\frac{\sum（故障停电持续时间\times故障停电户数）}{总用户数}$	h/户
	故障停电平均持续时间（MID－F）	在统计期间内，平均每次故障停电的时间	故障平均停电时间$=\frac{\sum（故障停电持续时间）}{故障停电次数}$	h/次
	故障平均停电户数（MIC－F）	在统计期间内，平均每次故障停电的用户数	故障平均停电用户数$=\frac{\sum（每次故障停电户数）}{故障停电次数}$	户/次
	故障停电平均缺供电量（AENS－F）	在统计期间内，平均每次故障停电缺供的电量	故障停电平均缺供电量$=\frac{\sum（每次故障停电缺供电量）}{故障停电次数}$	kW·h/次
	系统故障停电率（RSFI）	在统计期间内，供电系统每100km线路（包括架空线路及电缆线路）故障停电次数（高压系统不计算此项指标）	系统故障停电率$=\frac{系统总故障停电次数}{系统总长度（100km）}$	次/（100km·年）
	架空线路故障停电率（ROFI）	在统计期间内，每100km架空线路故障次数	架空线路故障率$=\frac{架空线路故障次数}{架空线路累计长度（100km）}$	次/（100km·年）
	电缆线路故障停电率（RCFI）	在统计期间内，每100km电缆线路故障次数	电缆线路故障率$=\frac{电缆线路故障次数}{电缆线路累计长度（100km）}$	次/（100km·年）
	变压器故障停电率（RTFI）	在统计期间内，每100台变压器故障次数	变压器故障停电率$=\frac{变压器故障次数}{变压器总台数（百台）}$	次/（100台·年）
	断路器（带间接保护的）故障停电率（RBFI）	在统计期间内，每100台断路器故障次数	断路器故障率$=\frac{断路器故障次数}{断路器总台数（百台）}$	次/（100台·年）
预安排停电指标	用户平均预安排停电次数（ASTC）	供电用户在统计期间内的平均预安排停电次数	用户平均预安排停电次数$=\frac{\sum（每次预安排停电用户数）}{总用户数}$	次/户
	用户平均预安排停电次数（不计系统电源不足限电）（ASTC－3）	不计系统电源不足限电，供电用户在统计期间内的平均预安排停电次数	用户平均预安排停电次数（不计系统电源不足限电）$=\frac{\sum(每次预安排停电用户数)-\sum(每次限电停电用户数)}{总用户数}$	次/户
	用户平均预安排停电时间（AIHC－S）	在统计期间内，每一用户的平均预安排停电时间	用户平均预安排停电时间$=\frac{\sum（预安排停电时间\times预安排停电用户数）}{总用户数}$	h/户

续表

类别	指　　标	定　　义	主要指标计算公式	单　位
预安排停电指标	预安排停电平均持续时间（MID－S）	在统计期间内，平均每次预安排停电的停电时间	预安排平均停电时间$=\frac{\sum（预安排停电时间）}{预安排停电次数}$	h/次
	预安排平均停电户数（MIC－S）	在统计期间内，平均每次预安排停电的停电用户数	预安排平均停电用户$=\frac{\sum（每次预安排停电户数）}{预安排停电次数}$	户/次
	预安排停电平均缺供电量（AENS－S）	在统计期间内，平均每次预安排停电缺供的电量	预安排停电平均缺供电量$=\frac{\sum（每次预安排停电缺供电量）}{预安排停电次数}$	kW·h/次
外部影响停电指标	外部影响停电率（IRE）	一年中每一用户因配电系统外部原因造成的平均停电时间与所有用户平均停电时间之比	外部影响停电率$=\frac{系统外部造成用户平均停电时间}{用户平均停电时间}\times 100\%$	%
设施性能指标	设施停运停电率（REOI）*	在统计期间内，某类设施平均每百台（或100km）因停运而引起的停电次数	设备停运停电率$=\frac{设施停运引起对用户停电的总次数}{设备台数（或线路公里数）}$	次/100台或次/100km
	设备停运停电平均持续时间（MDEOI）*	在统计期间内，某类设施平均每次因停运而引起对用户停电的持续时间	设备停运平均停电持续时间$=\frac{\sum（某类设备每次因停运而引起的停运时间）}{某类设施停运引起的停电的总次数}$	h/次

* 此指标适用于配电系统内各种设备，如变压器、断路器、架空线路、电缆线路等，每种设备均可分别建立不同的指标。

配电系统可靠性评估模型　可分为解析模型和蒙特卡洛模型（见蒙特卡洛模拟法）两大类。采用解析模型的可靠性评估法称为解析法，采用蒙特卡洛模型的可靠性评估法称为蒙特卡洛仿真法。

解析模型　根据元件与系统之间的关系，用公式显式表示可靠性评估指标。其主要优点是可以采用较严格的数学模型和一些有效的算法（包括近似法）对系统的可靠性进行比较周密的分析，准确度较高。主要包括状态空间模型和网络模型。

状态空间模型。通过列举系统可能的状态空间，应用马尔可夫随机过程理论确定状态间的转移模式和转移概率，建立系统可靠性模型，又称为马尔可夫模型。应用状态空间模型可以求解元件或系统处于特定状态的稳态概率和瞬态概率，可以考虑多状态元件、多开关切换、多元件备用等复杂条件，计算比较精确。但是当元件数目较多时，建立状态空间模型十分繁琐，因此在复杂配电系统评估中很少采用。

网络模型。如果状态空间模型为齐次马尔可夫模型，即可修复元件的无故障工作时间和修复时间都满足负指数分布，则状态间的转移密度（故障率或修复率）为常数。元件或系统处于特定状态的稳态概率可由转移密度表示，则能够推导一系列近似公式计算可靠性指标的期望值。配电系统可靠性评估的解析法大多是结合网络结构，在近似公式的基础上直接进行计算的，因此这种解析模型又称为网络模型。当元件的无故障工作时间或修复时间不满足指数分布时，状态空间模型为非齐次马尔可夫模型，可采用半马尔可夫模型来描述这一过程，但计算过程较复杂。

在网络模型的基础上，还可以采用多种形式来表述可靠性参数的不确定性，如可靠性评估的区间模型、模糊可靠性模型、盲数模型等，这些模型都能为可靠性评估工作提供更多信息。

采用解析模型可以快速计算可靠性指标的稳态值，但存在以下不足：①在求取指标概率分布时，一般需要进行大量的卷积计算，耗时较长；②对元件参数要求比较严格，当元件寿命过程不满足负指数分布时，计算比较复杂；③要求元件与系统可靠性之间的关系可以用数学模型表示，但有时难以建立这样的数学模型，或者即使建立了数学模型，也难以获得数值解。

蒙特卡洛模型　用计算机产生随机数对元件的失效事件进行抽样构成系统失效事件集，再通过概率统计的方法建立可靠性指标计算公式的一种模拟模型。蒙特卡洛模型适用于在几种情况下采用：①需要模拟非指数型分布或时变的系统参数；②需要某些输出指标的分布函数或统计数据；③元件的故障、修复、计划检修间存在着比较复杂的关系；④对于大型复杂系统，采用解析模型难以求解。

采用蒙特卡洛模型最突出的特点是易于得到指标的分布信息，计算程序结构简单。蒙特卡洛仿真的不足在于计算精度较低，为了满足模拟精度的要求，所需模拟时间可能会比较长。当元件采用蒙特卡洛模型时，有多种方法可以实现系统仿真，总体可分为非序贯仿真法和序贯仿真法两类。

非序贯仿真法。在发输电系统可靠性评估中应用较多，主要思想是采用随机抽样的方式，先产生（0，1）之间均匀分布的随机数，然后比较该随机数值与元件处于各状态的概率值，以此确定元件的状态。非序贯仿真法各次抽样间没有关联，抽样过程简单，但是不便于考虑时变因素。

序贯仿真法。按元件寿命满足的概率分布抽样元件状态持续的时间，随时钟的推进分析元件对系统的影响。该方法各次抽样之间是按时间顺序排列的，便于考虑时变因素，但也因此需要对抽样过程进行计时，仿真过程略为复杂。计时时钟的推进原则分为事件步长法和等步长法。对于状态变换缓慢的元件或系统可采用事件步长法，随状态的改变推进时

钟，可以加快时钟推进速度。

配电系统可靠性评估的故障分析方法 主要包含故障模式影响分析法，最小路集法和最小割集法，可靠性框图法和故障树分析法。

故障模式影响分析法 通过列举系统中各元件状态，确定系统状态，然后根据所给定的可靠性判据对所有系统状态进行检验分析，建立故障模式影响表，确定元件故障对系统的影响，求得系统可靠性指标。

最小路集法和最小割集法 对网络中的每一负荷点求取最小路集/最小割集，在此基础上计算负荷点指标。由于配电系统中的馈线往往具有多分支特性，采用基于网络等值法的最小路分析法，可以进一步提高计算效率。最小割集法适于求解复杂网状系统的可靠性，由于一般难以直观识别最小割集，因此可根据最小路集求取最小割集。如果考虑备用电源、开关拒动等因素的影响，还需要对故障后果进行更多分析。

可靠性框图法和故障树分析法 这两种方法都是在故障影响分析的基础上，采用直观图示的方法表示元件与系统之间的关系，将系统结构图转变为可靠性框图或故障树。可靠性框图法从系统正常运行的角度出发，分析完成系统规定功能时的元件间的关系，适于两态单调结构系统。故障树分析法从系统故障的角度出发，探索引起故障的各种原因，并画出各原因间的逻辑关系图，比可靠性框图更加灵活详细，能发现重要的故障和网络中的薄弱环节。一般来说，当系统较简单、可靠性框图易于构成时，采用可靠性框图法较好；对于不容易或不可能构成逻辑图的复杂系统，采用故障树分析法将是一种有效的方法。

参考书目

王成山，罗凤章．配电系统综合评价理论与方法．北京：科学出版社，2012.

peidian xitong wangluo chonggou

配电系统网络重构 (distribution system reconfiguration) 通过改变配电网络中联络开关和分段开关的开/合状态来改变网络的拓扑，实现在馈线或变电站之间转移负荷，从而达到网络运行优化目的的网络再组合，又称配电网络再组合。配电系统网络重构属于数学组合优化问题，应先建立相应的数学模型，再采用适当的算法求解。

配电网络重构数学模型 主要由优化目标函数和对应的约束条件构成。

网络重构目标函数 配电网络重构目标可以是最小化系统有功功率损耗、最小化系统能量损耗、最小化系统不平衡负荷、最大化系统可靠性、最合理化电压水平中的一个或多个的组合。

(1) 最小化系统有功功率损耗。目标函数为

$$\min\left(\sum_{k=1}^{n_l} r_k \frac{P_k^2+Q_k^2}{U_k^2}\right) \tag{1}$$

式中 n_l 为系统的支路总数；r_k、P_k、Q_k、U_k 分别为第 k 条支路的电阻、有功功率、无功功率和支路首端母线电压。

考虑到现实中配电系统各节点的负荷每时每刻都在发生变化，导致网络以有功功率损耗最小为目标的最优结构也可能随时发生改变。为了避免频繁的开关操作，最小化有功功率损耗的实用方案是选择给定时间段内某一时刻的负荷状态（如峰值负荷状态）作为系统的代表状态，然后就这一代表状态下有功功率损耗的最小化提出最优的开关操作方案，完成网络重构。

(2) 最小化系统能量损耗。若以一日的各小时段作为基本的分析单位，则考虑了开关操作费用的日能量损耗最小化目标函数为

$$\min\left[\sum_{i=1}^{24}\lambda_{ei}P_{\mathrm{loss},i}+\sum_{k=1}^{N_s}C_k(n_k)\right] \tag{2}$$

其中
$$P_{\mathrm{loss},i}=\sum_{k=1}^{n_l}r_k(P_k^2+Q_k^2)/U_k^2$$

式中 $P_{\mathrm{loss},i}$ 为第 i 时段的系统功率损耗，$i=1, 2, \cdots, 24$；λ_{ei} 为第 i 时段上单位能量损耗的费用系数；$C_k(n_k)$ 为第 k 个开关一日的投切费用，是以第 k 个开关在一日内的由开到闭或由闭到开的状态改变次数 n_k 为变量的函数；N_s 为在所考虑的时间段上有状态发生了改变的开关（包括联络开关和分段开关）的个数。

为了简化，一般采用阶梯形曲线来近似代替配电系统中各节点实际的连续负荷曲线（见电力系统负荷曲线），而假定在较小时间段（1h）内负荷不发生波动。这一重构目标是从节省能量的角度考虑，它保证了在某给定时间段上的系统能量损耗最小。

(3) 最小化系统不平衡负荷。对应的目标函数为

$$\min\sum_{i=k}^{n_l}(c_k)^2 \tag{3}$$

式中 c_k 为支路 k 的负荷平衡指标，$k=1, 2, \cdots, n_l$。

c_k 可定义为该支路首端的复功率幅值与支路最大允许传输容量平方的比值，即

$$c_k=\frac{S_k^2}{(S_k^{\max})^2}=\frac{P_k^2+Q_k^2}{(S_k^{\max})^2} \tag{4}$$

式中 S_k 为支路 k 送端的复功率的幅值；$S_k^{\max}$ 为支路 k 的最大允许传输容量。

配电系统线路间的负荷不平衡会带来很大的危害，可能会增加系统的能量损耗，影响系统的电能质量，增大系统过负荷的危险等。实现不同线路间负荷平衡的主要手段就是在线路间进行负荷转移，在网络结构允许的条件下，这一点可以通过对线路上的开关操作来实现。

(4) 最大化系统可靠性。相关目标函数为

$$\max\alpha \tag{5}$$

式中 α 为配电系统的可靠性指标，可以选取一种可靠性指标，也可以选取多种。选取多种指标时，α 是多种指标构成向量所对应的向量范数。（见配电系统可靠性评估）

(5) 最合理化电压水平。对应的目标函数为

$$\max[\min_i(U_i)] \tag{6}$$

式中 U_i 为节点 i 的电压幅值。目标函数的含义是提高系统中电压最低点的电压水平。

(6) 多目标组合优化。将配电网络重构视为多目标优化问题，即选择两个或两个以上的目标加以组合作为网络重构的目标。

上述网络重构目标 (1) ～ (4) 有助于改善系统的一个或多个可靠性指标，提高对用户的服务质量。可靠性指标的改进同样通过改变系统中的开关状态来实现。

网络重构约束条件　对配电系统进行网络重构必须满足一定的约束条件，如网络拓扑约束、潮流约束和运行约束等。

网络拓扑约束。重构后的网络应该具有辐射状的运行结构。

潮流约束。重构前后的系统应满足系统潮流方程。

运行约束。母线电压不越限，支路电流不越限。

配电网络重构算法　主要分为解析方法、启发式方法、随机优化方法、智能化方法及其他独立或综合的方法等。

解析方法　网络重构问题是一个混合整数规划问题，可以采用分支一定界法或其他混合整数优化算法进行求解。这类解析方法由于计算量较大，对大规模配电系统不太适用。

启发式方法　针对具体的优化问题，利用一些经验或通过直观的观察获取的优化方法。常见的启发式方法包括支路交换法和最优流模式法。

支路交换法。在配电系统中，闭合一个联络开关后将形成环路，必须打开环路上一个分段开关才能保持系统的放射型结构，包含这样一个联络开关和一个分段开关的组合对，称为一个开关选择对。支路交换法的理论依据是，配电系统的可行结构为放射型网络结构，对应于图论理论中图的一棵支撑树，如果从系统的一个可行结构出发，选择一组开关对，闭合联络开关而打开某一分段开关，则相当于交换了二者所在的支路，即交换了支撑树中的一条链支和一条树支，从而生成一棵新的支撑树。网络重构问题就是要努力寻找到满足等式和不等式约束条件的最小支撑树。支路交换法能够考虑开关操作次数约束，且每一步都保持网络的放射型结构。由于配电系统的候选开关对数量很大，可行的网络结构数量也很大。为了减少计算工作量，在网络重构过程中，通常采用一些启发式规则并采用目标函数计算的近似方法。例如：为了减少要打开的候选开关的数量，可以假定只有当联络开关的两端存在明显的电压差，且负荷由联络开关电压低的一侧向另一侧转移时，才可能导致网损减少。

最优流模式法。早期的最优流模式法要求开始时闭合所有联络开关形成一个弱环网，利用各节点的电压将网络中的负荷转换成节点电流注入，在此基础上进行弱环网潮流计算，获得环网中的最优流，即将各条线路的阻抗仅以电阻代替时算得的环网潮流，它对应于使环网网损最小的潮流分布，选择流过电流最小的支路上的开关打开，即可获得最优网络组合方案。在最优流模式改进法中，一次仅闭合一个常开开关，然后求得所形成的环路上的最优流，最后同样选择流过电流最小的支路上的开关打开，使网络恢复放射型结构。这种改进方法可使优化结果更加合理可靠。

随机优化方法　主要包括模拟退火法、遗传算法、禁忌搜索算法等。配电系统网络重构问题由于变量多、约束条件复杂，对优化的速度要求不是很高，比较适合采用这类方法。

智能化方法及其他　智能化方法包括人工神经元网络方法、专家系统方法、模糊逻辑方法等，这些方法在求解配电网络重构问题时都可以采用。此外，人们也还在继续探讨其他类型的网络重构问题优化求解方法。

参考书目

王守相，王成山．现代配电系统分析．北京：高等教育出版社，2007.

peidian xitong wugong dianyuan guihua

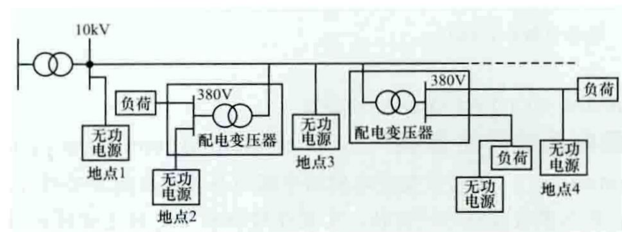
配电系统无功电源规划　(reactive power source planning for distribution system)　在对现状年和规划年无功负荷与无功损耗进行分析计算的基础上，确定配电系统中无功电源的配置（补偿）方案（见电力系统无功功率补偿）。配电系统无功电源规划的任务是保证配电系统运行中无功补偿的充足与合理，这不仅可以有效提高用户电压质量、降低网络损耗、保证系统的经济运行，还能为输电系统中无功潮流的合理分布奠定基础。

配电系统无功电源规划需要在负荷预测、变电站规划和配电网络规划的基础上开展，是配电系统规划的重要组成部分。通过负荷预测可以得到配电系统无功负荷的大小和位置，通过变电站规划和配电网络规划可以得到有功功率和无功功率传输通道的电气参数，进而计算出配电系统中各变压器和线路的无功损耗量。（见配电系统规划）

配电系统无功电源配置方案应包括无功电源的类型、配置地点与容量等信息。

无功电源类型　主要包括并联电容器、并联电抗器、静止无功补偿器、静止无功功率发生器等（见电力系统无功功率平衡）。

无功电源位置　根据电力系统中功率传输的特性可知，欲减少网络损耗和电压降落，应使系统中所传输的无功功率尽量小。由于考虑到绝大多数配电系统为开环运行，因此配电系统无功电源位置选择应遵循分层分区、就地实现无功功率平衡的原则。无功电源位置有变电站内集中补偿、配电变压器低压侧集中补偿、架空线路柱上补偿和用户终端分散补偿等四种选择，具体如图所示。



配电系统无功补偿位置示意图

变电站内集中补偿。在变电站的中、低压侧母线处的无功补偿方式，如图中地点1所示。这一补偿方式的优点是容易管理、方便维护，也是配电网中无功补偿最广泛采用的方式。其缺点是对变电站馈出线路的降损作用很小。

配电变压器低压侧集中补偿。在中压配电变压器低压侧的无功补偿方式，如图中地点2所示。在公用变压器上采用这种补偿方式时，投资及维护由电力企业承担；在用户专用变压器上采用这种补偿方式时，投资及维护由用户承担。这种补偿方式有利于保证用户的电能质量。

架空线路柱上补偿。在架空配电网中存在一些配电变压器没有进行无功补偿、或架空配电线路过长导致线路无功损耗较高的情况下，为避免大量无功功率沿线传输而选择在架空线路的杆塔上加装补偿设备的无功补偿方式，如图中地点3所示。由于杆上安装的无功补偿装置远离变电站，容易出现控制成本高、维护工作量大、受安装环境和空间等客观条

件限制等工程问题，因此杆上无功补偿一般采用单点、小容量的补偿设备和较为简便的接线与控制方式。

用户终端分散补偿。在低压用户的终端直接补偿的无功补偿方式，如图中地点4所示。用户终端分散补偿方式可有效减少线损和电压损失、改善电压质量、释放系统容量、提高线路供电能力。缺点是低压无功补偿通常按配电变压器低压侧最大无功功率需求来确定无功补偿装置的安装容量，而各配电变压器低压侧负荷波动的不同时性有可能造成大量无功补偿容量在轻负载时闲置，设备利用率不高，并且对于负荷小、波动大、地点分散、无人管理的小区用户终端，实施较为困难。

无功电源容量　由于配电系统负荷的波动性，配电系统无功电源规划必须保证各种负荷状态下无功补偿的充足与合理，因此无功电源容量应实行分组配置且单组容量不宜过大。传统的无功电源容量选择通常直接根据负荷中的无功大小，按照分层分区无功平衡的原则来粗略选择。这种方法缺乏对各种负荷状态下的系统潮流进行详细分析，难以实现容量的优化选择。在已确定补偿位置的前提下，无功电源的容量选择一般包括五个步骤：①最小负荷方式下所需无功电源容量选择；②最大负荷方式下所需无功电源容量选择；③典型负荷方式下所需无功电源容量选择；④无功电源容量与组数的配置方案确定；⑤总体及分层分区的无功平衡校验。（见电力系统最小负荷、电力系统最大负荷和电力系统无功功率补偿）

最小/最大/典型负荷方式下的无功电源容量选择问题属于经典的优化问题。优化的已知条件为负荷大小、配电系统结构、无功补偿类型与位置、变压器调压类型与分接头数目；优化的变量为无功电源配置容量；优化的目标函数为无功补偿方案的经济性最好，这里的经济性与无功电源的投资和运行费用、配电系统有功损耗等相关；优化的约束条件主要是配电系统潮流应满足的等式约束以及节点电压、配电系统元件功率、变压器分接头位置等需满足的不等式约束。这一优化问题可采用启发式算法或人工智能算法等数学优化方法进行求解，最终得到最小/最大/典型负荷方式下所需无功电源的容量。

无功电源容量配置方案需要综合最小/最大/典型负荷方式下无功电源容量选择的结果而确定。以变电站采用电容器集中补偿为例，通常在大负荷时变电站电压偏低，小负荷时电压偏高，而装设在变电站低压母线的电容器只能发出无功功率以提高电压，在电压过高时却不能吸收无功功率来使电压降低。为了充分利用补偿容量，在最大负荷时电容器应全部投入，在最小负荷时电容器应全部退出，无功电源的总容量可据此得出。而无功电源的分组则应结合典型负荷方式下的无功电源配置容量选取。由于在城市配电系统中电缆已被广泛采用，在无功电源容量选择时，应注意较大的电缆充电功率对线路功率传输和电压水平的影响，必要时需要配置电抗器进行无功补偿。

总体无功平衡校验的目的是保证各种负荷状态下无功电源容量能够满足无功负荷及线路无功损耗的供应需求，一方面可以避免因无功缺失造成的功率损耗和电压降落；另一方面也可以减少输电系统无功功率供应的压力，提升电网的静态稳定性。分层分区无功平衡校验的目的是保障无功功率在配电系统中尽量少的流动，实现无功功率的就地平衡。（见电力系统无功功率平衡）

无功优化　配电系统无功优化的目的是基于无功电源配置结果，根据负荷状态和网络结构，制定各种无功电源的调节与控制方案。配电系统无功优化也属于经典的优化问题，优化的已知条件为负荷大小、配电系统结构、无功补偿配置方案、变压器调压类型与分接头数目等，优化的变量为无功电源投切状态与变压器分接头投切位置，优化的目标函数为配电系统有功损耗最小，优化的约束条件主要是配电系统潮流等式约束与节点电压、配电系统元件功率、变压器分接头位置需满足的不等式约束。采用数学优化方法可对上述优化问题进行求解，最终得到某负荷状态下各种无功电源的调节与控制方案。

参考书目

苑舜，韩水．配电网无功优化及无功补偿装置．北京：中国电力出版社，2003.

peidian xitong zhuangtai guji

配电系统状态估计

(distribution system state estimation)　在给定配电系统网络拓扑结构及元件参数的条件下，利用配电量测信息对配电系统运行状态的估计。状态估计是大部分在线应用的高级软件的基础，若其结果不准确，后续的任何分析计算都将很难得到准确的结果。

配电系统状态估计中使用的量测量包括节点电压的幅值和相角、节点有功和无功功率注入、支路有功和无功功率、支路电流幅值、变压器和电压调整器的接头位置等。在进行实际状态估计时，虽然增加电流幅值和电压实时量测量可以有效提高状态估计的精度，但由于馈线分支数量很大，一般不可能也没有必要获取所有馈线分支的这些实时量测量。实际大量使用的量测量常常是节点注入功率，这些量可利用用户数据库中的电费数据、用户种类、用户负荷曲线（见电力系统负荷曲线）、容量等数据进行预测而得到，称为伪量测量。在配电系统中，有一些量不需安装量测装置就能得到且保证总能正确，如：若配电馈线上的中间节点无负荷接入，相应的节点负荷值将准确的保持为零，这类量在配电系统状态估计时也可以有效加以利用，一般称为虚拟量测量。

配电系统状态估计基本原理　量测不可避免存在一定的误差，为此一般对量测量做一些简化假定：①随机量测噪声的均值为0；②量测误差平方的期望值服从标准差为σ的正态分布；③不同量测量之间不具相关性。

在已知系统网络接线、馈线支路参数和量测系统配置的条件下，假定系统状态变量的个数为n，量测量的个数为m，则反映量测量与系统状态变量之间关系的非线性量测方程可写为

$$\boldsymbol{z} = \boldsymbol{h}(x) + \boldsymbol{v} \tag{1}$$

式中$\boldsymbol{z} = [z_1, z_2, \cdots, z_m]^{\mathrm{T}}$为量测量向量（简称量测向量），$z_i$为系统的第$i$个量测量，$i=1, \cdots, m$；$\boldsymbol{x} = [x_1, x_2, \cdots, x_n]^{\mathrm{T}}$为状态变量向量（简称状态向量），$x_i$为系统的第$i$个状态变量，$i=1, \cdots, n$；$\boldsymbol{h}(\boldsymbol{x})$为非线性量测函数，描述了量测向量$\boldsymbol{z}$与状态向量$\boldsymbol{x}$之间的关系；$\boldsymbol{v} = [\nu_1, \nu_2, \cdots, \nu_m]^{\mathrm{T}}$为量测误差向量，$\nu_i$为第$i$个量测量的量测误差。

较常用的方法是加权最小二乘状态估计法。其基本原理是：计算状态变量的估计值及所对应的测量估计值，以测量估计值与实际测量值之差的加权平方和最小为目标准则，估计系统的状态变量。这种方法是许多状态估计算法的基础方法。加权最小二乘状态估计法的系统状态估计目标函数为

$$\boldsymbol{J}(\boldsymbol{x})=[\boldsymbol{z}-\boldsymbol{h}(\boldsymbol{x})]^{\mathrm{T}}\boldsymbol{W}[\boldsymbol{z}-\boldsymbol{h}(\boldsymbol{x})] \tag{2}$$

式中 $\boldsymbol{W}=[w_1,w_2,\cdots,w_m]^{\mathrm{T}}$ 为量测权重矩阵，w_i 为第 i 个量测量 z_i 对应的权值。

假定量测误差向量 $\boldsymbol{v}$ 服从高斯分布，则 $E(\boldsymbol{v})=0$，$E(\boldsymbol{v}\boldsymbol{v}^{\mathrm{T}})=\boldsymbol{R}$。其中，$\boldsymbol{R}$ 为量测误差协方差矩阵。通常可假定各个量测误差之间相互独立，则

$$\boldsymbol{R}=\begin{bmatrix}\sigma_1^2 & & & \\ & \sigma_2^2 & & \\ & & \ddots & \\ & & & \sigma_m^2\end{bmatrix} \tag{3}$$

式中 σ_i^2 为第 i 个量测量的量测误差方差，$i=1,2,\cdots,m$。一般可取量测权重矩阵 $\boldsymbol{W}=\boldsymbol{R}^{-1}$，即

$$\boldsymbol{W}=\begin{bmatrix}\frac{1}{\sigma_1^2} & & & \\ & \frac{1}{\sigma_2^2} & & \\ & & \ddots & \\ & & & \frac{1}{\sigma_m^2}\end{bmatrix} \tag{4}$$

从而式（2）可以写作

$$\boldsymbol{J}(\boldsymbol{x})=[\boldsymbol{z}-\boldsymbol{h}(\boldsymbol{x})]^{\mathrm{T}}\boldsymbol{R}^{-1}[\boldsymbol{z}-\boldsymbol{h}(\boldsymbol{x})] \tag{5}$$

对目标函数求最小值 $\min\limits_{x} J(x)$，即可以求解出系统状态的估计量 $\hat{x}$。

为求取 $\hat{x}$，将式（5）所示目标函数对 x 求偏导，并令其为零

$$\frac{\partial J(x)}{\partial x}=0 \tag{6}$$

可得

$$\boldsymbol{H}(\boldsymbol{x})\boldsymbol{R}^{-1}[\boldsymbol{z}-\boldsymbol{h}(\boldsymbol{x})]=0 \tag{7}$$

式中 $\boldsymbol{H}(\boldsymbol{x})$ 为量测函数的雅可比矩阵，其阶数为 $m\times n$。

$$\boldsymbol{H}(\boldsymbol{x})=\frac{\partial \boldsymbol{h}(\boldsymbol{x})}{\partial \boldsymbol{x}}=\begin{bmatrix}\frac{\partial h_1(\boldsymbol{x})}{\partial x_1} & \frac{\partial h_1(\boldsymbol{x})}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial h_1(\boldsymbol{x})}{\partial x_n} \\ \frac{\partial h_2(\boldsymbol{x})}{\partial x_1} & \frac{\partial h_2(\boldsymbol{x})}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial h_2(\boldsymbol{x})}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ \frac{\partial h_m(\boldsymbol{x})}{\partial x_1} & \frac{\partial h_m(\boldsymbol{x})}{\partial x_2} & \cdots & \frac{\partial h_m(\boldsymbol{x})}{\partial x_n}\end{bmatrix} \tag{8}$$

利用泰勒级数将非线性量测函数在系统运行状态点 x_0 附近展开，忽略二阶及以上的高阶项，仅保留常数项和一次项，可得到线性化方程

$$\boldsymbol{h}(\boldsymbol{x})\approx\boldsymbol{h}(\boldsymbol{x}_0)+\boldsymbol{H}(\boldsymbol{x}_0)\Delta\boldsymbol{x} \tag{9}$$

将式（7）和式（9）联立，可得迭代方程组的形式为

$$\Delta x^{(k)}=\boldsymbol{G}^{-1}(x^{(k)})\boldsymbol{H}^{\mathrm{T}}(x^{(k)})\boldsymbol{R}^{-1}[z-h(x^{(k)})] \tag{10}$$

$$x^{(k+1)}=x^{(k)}+\Delta x^{(k)} \tag{11}$$

式中 $\boldsymbol{G}(x^{(k)})=\boldsymbol{H}^{\mathrm{T}}(x^{(k)})\boldsymbol{R}^{-1}\boldsymbol{H}(x^{(k)})$，称之为增益矩阵；$x^{(k)}$、$x^{(k+1)}$ 分别为第 k 次和第 $k+1$ 次迭代得到的状态变量。

最后，对式（10）和式（11）利用牛顿法（见潮流计算牛顿-拉夫逊法）迭代求解，直到满足收敛判据，就可得到系统状态的估计值 $\hat{x}$。

配电系统状态估计方法 传统的电力系统状态估计多采用基于节点电压的方法，以节点电压作为系统状态变量。配电系统状态估计也可以采用基于节点电压的方法，但一般要结合配电系统三相不平衡等特点。除了基于节点电压的方法外，配电系统状态估计更经常地采用基于支路电气量的方法，这些方法又可以分为基于支路电流的方法和基于支路功率的方法，它们分别以支路电流和支路功率作为系统状态变量。所有这些方法都建立在基本加权最小二乘法的基础之上。

基于节点电压的状态估计法 它可以以节点电压的幅值和相角作为系统状态变量，也可以以节点电压的实部和虚部作为系统状态变量。这类方法在高压电力系统状态估计中应用比较广泛。

基于支路电流的状态估计法 简称支路电流法，状态变量取为支路三相复电流，可以以支路电流的幅值和相角作为系统状态变量，也可以以支路电流的实部和虚部作为系统状态变量，各种量测量都可变换成等值的复电流量测量。

以直角坐标系下支路三相复电流的实部和虚部为状态变量的状态估计算法，具体步骤是：①读取数据，加入伪量测并赋予合理权重。②系统状态初始化。设各个节点电压的初值标幺值为1.0，利用各节点的注入功率通过回代过程得到各支路电流的初值；再利用支路电流初值，加上已知的根节点电压，采用前推过程获得各节点电压的初值。③将各量测量通过等效量测量变换转化为用支路电流的实部和虚部表示的等效电流量测量。④构造量测函数 z 及权系数矩阵 $\boldsymbol{R}$。⑤利用式（10）、式（11）修正 $x^{(k+1)}$，计算 $\Delta x^{(k)}$，如果 $\|\Delta x^{(k)}\|<\varepsilon$，则计算结束，输出状态估计结果；否则判断是否达到最大迭代次数，若是，则终止并表明算法发散，否则 $k\leftarrow k+1$，再按步骤⑤运算。

基于支路功率的状态估计法 简称支路功率法，选择支路首端功率作为状态量，将实际的功率量测量、负荷伪量测量、支路电流幅值量测量、节点电压幅值量测量等统一变换为支路首端等效功率量测量后，进行系统的状态估计。

这种方法能够利用配电网中的各种量测量（除了利用配电网中的功率量测量、负荷伪量测量外，还利用支路电流幅值量测量和节点电压幅值量测量），可有效提高量测量冗余度和状态估计的可观测性，改善状态估计精度。这种方法不要求有功功率和无功功率量测值成对出现，对量测权重也无特殊要求，对量测配置的适应性强。通过对有功功率和无功功率解耦迭代，可提高计算效率。基于支路功率的状态估计算法计算步骤为：①读取数据。②系统状态初始化，获得节点电压向量及支路首端功率向量。③将各量测量通过等效量测变换转化为用支路首端功率表示的等效支路功率量测量。④计算权重矩阵，修正雅可比矩阵以及修正增益矩阵，并对增益矩阵进行因子分解。⑤从根节点出发，根据估计得到的支路首端功率，通过一次回代计算，求得各节点电压。判断相邻两次迭代电压差的模分量的最大值是否小于给定的收敛目标。若是，则停止计算；否则，$k=k+1$，转步骤③。

见电力系统状态估计。

peidian xitong zidonghua

配电系统自动化 (distribution system automation)

利用现代电子技术、通信技术、计算机及网络技术，实现对配电网系统正常运行及事故情况下的监测、保护、控制、用电和配电管理的综合自动化技术和系统。目的是实现配电网运行监控及管理的自动化和信息化，提高配电系统供电可靠性和供电质量，优化电网操作，提高配电网的运行和管理水平。

主要特点 配电系统自动化涉及的电压等级比电力系统调度自动化和变电站自动化系统要低，但处理的信息量要远远大于调度自动化和变电站自动化系统；配电系统自动化同时涉及监控与分析管理功能，综合集成程度高，完成相应的应用功能需要与其他应用系统进行大量的信息集成与数据共享；大量配电监控终端在户外环境运行，对于配电设备的环境指标要求更加严格。

基本内容 主要包括配电系统通信、配电系统监控、配电系统信息集成、配电系统分析等。

配电系统通信 配电系统通信是实现配电自动化的基础，也是实现配电系统自动化的难点。配电系统通信包括骨干层通信网络和接入层通信网络。配电主站与配电子站之间的通信通道为骨干层通信网络，配电主站（子站）至配电终端的通信通道为接入层通信网络。配电系统通信应根据配电自动化的实际需求，结合配电网改造工程较多、网架变动频繁的现状，兼顾其他应用系统的建设，统一规划设计，提高通信基础设施利用率。配电通信系统可利用专网或公网，通信方式主要有光纤、有线电缆、电力线载波、无线专网、无线公网等，因地制宜采用混合通信方案是比较符合实际的选择。（见电力系统信息通信）

配电系统监控 针对配电网不同信息的采集和处理要求不同，配电系统监控可以分为实时监控处理和准实时监测处理两种。

实时监控处理。针对通过专用的通道接入的各类配电站的实时数据的采集和处理。这些专用通道通信响应及时，处理时间满足实时监控的需要，网络安全等级也较高。实时监控处理的接口服务器完成对外数据接口，根据定义的接口标准实现配电自动化主站系统的实时监控功能。

准实时监测处理。通过无线公网接入的各类配电站的准实时数据的采集与处理。这些公用通道的通信响应不能满足实时监控的需要，但可以满足准实时监测的需要。准实时监测处理只负责数据采集，不进行遥控，且数据采集是准实时的，根据定义的接口标准实现配电自动化主站系统的准实时监测功能。

配电系统信息集成 配电系统自动化需要与其他应用系统进行信息交互与共享，实现实时信息、准实时信息和非实时信息的交换，支持多系统间的业务流转和功能集成，完成配电自动化系统与其他相关应用系统之间的信息共享。配电系统自动化与相关系统信息交互可以通过综合数据平台实现集中式的数据共享，或通过基于 IEC 61968《配电管理系统接口》的消息服务总线实现分布式松耦合的数据共享，它们都基于公共信息模型。其中，综合数据平台负责将其他专业系统的相关数据收集起来，并进行公共信息模型的封装实现集中的数据服务；基于 IEC 61968 的消息服务总线实现分布式的消息服务。消息服务基于松耦合机制，除了提供数据的传递功能外，还可以实现业务流程的信息传递。

配电系统分析 主要包括馈线故障处理、电网分析应用、智能化应用等。

馈线故障处理。根据不同配电网架的接线方式以及不同故障类型分析配电网故障处理过程，获得故障的识别、定位、隔离和非故障区域自动恢复供电的逻辑判决与算法实现，并可对算法进行有效验证。

电网分析应用。根据配电网的信息模型和分析模型实现模型导入/拼接、拓扑分析、解合环潮流、负荷转供、状态估计、网络重构、短路电流计算、电压/无功控制和负荷预测等算法的计算分析功能，全面掌握配电网的运行特性。（见电力系统实时网络拓扑分析、配电系统状态估计、配电系统网络重构、电力系统负荷预测）

智能化应用。在配电网快速仿真、预警分析、快速恢复供电策略分析的基础上实现配电系统自愈控制；在配电与用电信息共享的基础上实现企业与用户的互动优化运行决策支持；在分布式电源接入电网的分析基础上实现配电网的主动机制的能量管理与协调控制等。

配电自动化系统组成 由配电通信系统、配电主站系统、配电子站系统、配电终端构成。配电通信系统是实现配电主站、子站及配电自动化终端之间通信联系与信息传输的通信网络；配电主站是数据处理/存储、人机联系和实现各种应用功能的核心；配电子站是主站与终端的中间层设备，一般用于通信汇集，也可根据需要实现区域监控功能；配电终端是安装在一次设备运行现场的自动化装置，根据具体应用对象选择不同的类型。

配电通信系统的组成与配置方法 配电通信系统骨干层通信网络原则上应采用光纤传输网，在条件不具备的特殊情况下，也可采用其他专网通信方式作为补充。骨干层网络应具备路由迂回能力和较高的生存性。接入层通信网络应因地制宜，可综合采用光纤专网、配电线载波、无线等多种通信方式。采用多种通信方式时应实现多种方式的统一接入、统一接口规范和统一管理，并支持以太网和标准串行通信接口。配电通信网应采用多种通信方式相结合的原则组建。对于需要实现全自动馈线自动化的区域，宜采用光纤专网通信方式；对于实时性、可靠性要求较高的具备遥控功能的配电终端，优先采用专网通信方式，采用公网通信方式时必须符合相关安全防护规定要求。光纤专网、配电线载波、无线专网、无线公网等几种典型的通信方式有各自不同的配置方法。

光纤专网。可应用到所有类型的配电自动化系统，宜选择以太网无源光网络、工业以太网等光纤以太网技术。

配电线载波。是光纤专网通信方式的补充。配电线载波通信系统使用频率、发送功率和组网方式等应符合采用配电线载波的配电自动化系统的相关规定。

无线专网。选用适合配电自动化业务的宽带无线专网技术时应充分验证技术的成熟性、标准性、开放性和安全性。

无线公网。主要以宽带无线通信方式为主，应用时需满足相关安全防护规定要求。

配电主站系统的组成与功能　配电主站应构建在标准、通用的软硬件基础平台上，应具有较高的可靠性、可用性、扩展性和安全性，并根据各地区的配电网规模、实际需求和配电自动化的应用基础等情况选择和配置软硬件。配电自动化系统通过基于 IEC 61968 的信息交互总线或综合数据平台与其他相关应用系统互连，实现更多应用功能。

配电自动化主站系统的实时监控典型硬件配置如图 1 所示。实时监控主站系统由通信网、数据采集工作站、服务器、接口服务器以及其他维护和操作工作站构成。

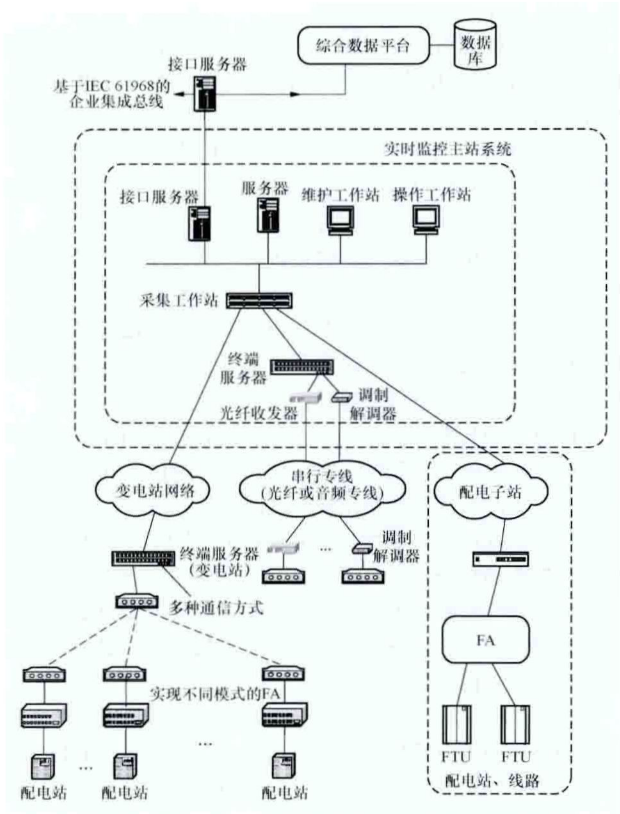


图 1　配电系统自动化实时监控典型硬件配置

配电自动化主站系统的准实时监测典型硬件配置如图 2 所示。在准实时监测主站系统中，配电变压器监测主站以及负荷/电能量管理主站两种系统的服务器与工作站的配置都与实时监控系统的配置类似，区别是处理的软件更侧重准实时处理方式。

接口服务器即使在多个准实时监测系统分开单独运行时，也要能够实现和综合数据平台连接，实现与其他系统的集中数据交换，也可以通过多个准实时监测系统的接口服务器实现基于 IEC 61968 的企业集成总线与其他系统的分布式数据交换。

图 1 和图 2 中的服务器包括监控与数据采集（supervisory control and data acquisition，SCADA）服务器、历史数据服务器、高级应用服务器以及 Web 服务器等；工作站包括调度员工作站、远程维护工作站、报表工作站等；接口服务器与综合数据平台连接，实现与其他系统的集中数据交互，也可以通过基于 IEC 61968 的企业集成总线与其他系统实现松耦合的数据交互。高级应用根据需要可以在实时监控

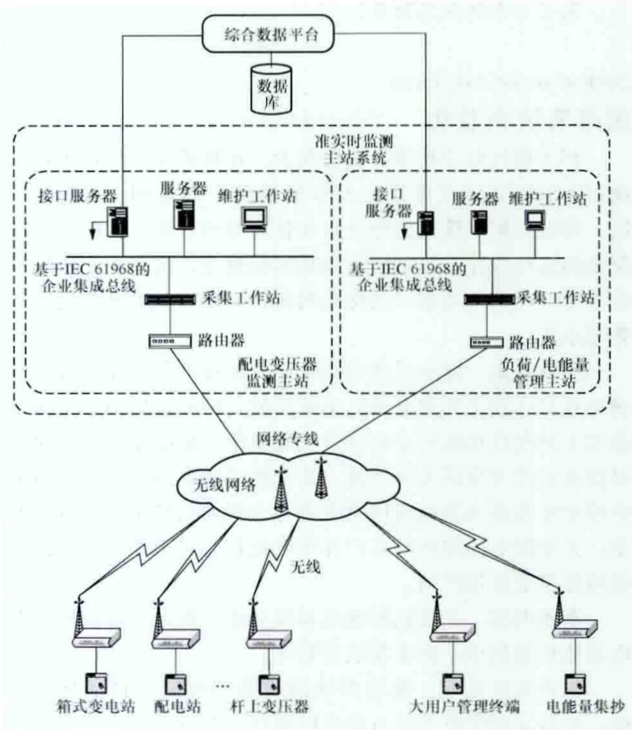


图 2　配电系统自动化准实时监测典型硬件配置

或准实时监测两个系统中分别配置服务器，也可以在基于 IEC 61968 的企业集成总线或综合数据平台上单独构成一个独立的应用系统。

数据采集工作站由数据采集服务器、终端服务器和网络交换机组成。终端服务器用于连接串行通信的配电终端设备，网络交换机用于连接网络型的配电终端设备。

实时监控信息量配置应遵循的原则是：①有助于调度员真实掌握、分析电网和设备的运行状况；②当事故发生时，能简捷、明了地反映电网变化，有助于调度员判断事故原因，并据此采取相应措施；③有助于运行人员、规划人员等积累数据，掌握设备和电网的变化趋势；④视设备及运行的具体需求情况，可以对信息量进行适当的选择和调整。

配电主站系统的基本功能是实现配电系统的数据采集与监控，包括数据采集（支持分层分类召测）、状态监视、远方控制、人机交互、防误闭锁、图形显示、事件告警、事件顺序记录、事故追忆、数据统计、报表打印、配电终端在线管理和配电通信网络工况监视等，同时与上一级电网调度（一般指地区电网调度）自动化系统和生产管理系统（或电网地理信息服务平台）互连，建立完整的配电网拓扑模型。

配电主站系统的扩展功能包括：①馈线故障处理，与配电终端配合实现故障的识别、定位、隔离和非故障区域自动恢复供电；②电网分析应用，包括模型导入/拼接、拓扑分析、解合环潮流、负荷转供、状态估计、网络重构、短路电流计算、电压/无功控制和负荷预测等；③智能化功能，包括配电网自愈控制与分析、配用电互动优化运行决策支持、主动机制的配电管理应用等。

配电子站系统的组成与功能　由于配电网监控设备点多面广，有时根据信息处理配置的需要，可以在配电主站和配

电终端增设一个配电子站作为中间层，由其管辖一定范围的柱上开关、开闭所、配电站端监控设备。配电子站按照功能需求分为通信汇集型子站和监控功能型子站。

通信汇集型配电子站负责该站供电区域内的配电终端的数据集中、处理与转发。其基本功能包括终端数据的汇集、处理与转发；远程通信功能；终端通信故障检测与上报；远程维护和自诊断能力。

监控功能型配电子站负责变电站或特定供电区域内的配电终端的数据采集、处理、展示及应用，其应具备通信汇集型子站的基本功能，例如：在所控制的配电线路范围内发生故障时，子站应具备自动故障区域判断、隔离及恢复非故障区供电的能力，并将处理情况上传给配电主站；信息存储功能；人机交互功能。

配电自动化终端的组成与功能　配电自动化终端（简称配电终端）应采用模块化设计，具备可扩展性，具备线路和设备的状态、运行信息采集功能。除应用于配电变压器终端外，应能区分线路相间、单相接地等故障、事件记录功能、对时功能、远程维护和自诊断功能、数据存储功能（可根据需要存储相关数据并响应主站的召唤及传送）、支持串口或以太网等通信方式。通信协议宜采用 IEC 60870－5－101《远动设备及系统　第 5 部　传输规约　第 101 篇　基本远动任务配套标准》、IEC 60870－5－104《远动设备及系统　第 5 部分　传输规约　第 104 篇　采用标准的传输层文件集的 IEC 60870－5－101 的网络访问》、CDT 等标准协议。

根据应用的对象及功能来分类，配电终端可以分为馈线终端（FTU）、站所终端（DTU）、配电变压器终端（TTU）、远动装置（RTU）、综合自动化装置、具备通信功能的故障指示器、具备通信功能的无功补偿控制器等多种类型。

配电终端的应用对象主要有开关站、配电室、环网柜、箱式变电站、柱上开关、配电变压器、线路，根据不同的应用合理地配置遥测、遥信、遥控、保护、数据存储、无功补偿、通信等功能。

应用条件　针对配电网信息监控和管理要求，国际电工委员会 IEC 提出了 IEC 61968 系列标准。该系列标准是在公共信息模型的基础上，为了支持一个电力企业中不同应用间的集成，电力企业需要将已建立的或新建独立系统中由不同的运行环境支持的应用进行互连，这些接口标准涉及在语言、操作系统、协议和管理工具上存在异构性应用的松散耦合。信息交互宜遵循 IEC 61968 的标准构架和接口方式。信息交互必须满足电力二次系统安全防护规定，采取安全隔离措施，确保各系统及其信息的安全性。配电终端应满足各种强电磁环境及户外工作条件的工作要求，具体要求可参见 DL/T 721—2000《配电网自动化系统远方终端》。

发展展望　配电系统自动化在工业发达国家已经有近 40 年的发展历史，相关技术的发展趋势主要体现在集成化和智能化两个方面，在互动化和资产优化方面也有所反映。

集成化。配电系统自动化涉及面广，相关应用需要由多个与配电有关的实时、准实时系统和非实时的应用系统中获得信息，随着 IEC 61968 系列标准的逐步推广应用，配电系统自动化可以在统一的信息交互模型与消息基础上更加有效整合“信息孤岛”，很多本来相对独立的应用系统不仅可以继续完成各自的特色功能，同时可以形成一个配电系统综合应用整体。

智能化。主要体现在自愈配电技术、用户互动技术、配电网高效运行技术等方面。自愈配电技术将能够实现馈线自动化的故障诊断、定位、隔离以及恢复供电等重要配电自动化功能，未来将需要充分考虑分布式电源接入配电网的影响，开发具有主动机制的配电管理系统。

互动化。用户互动技术将鼓励和促进用户参与电力系统的运行和管理，利用电网与用户间建立的双向实时通信，实时通知用户其电力消费的成本、实时电价、电网现状、计划停电信息以及其他一些服务的信息，同时也支持用户根据这些信息制订自己的电力使用方案。

资产优化。配电网高效运行技术将通过发达的通信网络实现运行设备的在线状态监测，并进行优化控制和调整，使电气设备运行在最佳状态，降低电网运行费用，并使电气设备的潜力充分发挥出来，提高配电资产利用率，在智能电网的背景下进一步升级为考虑设备全生命周期的资产优化与智能调度的业务功能。

参考书目

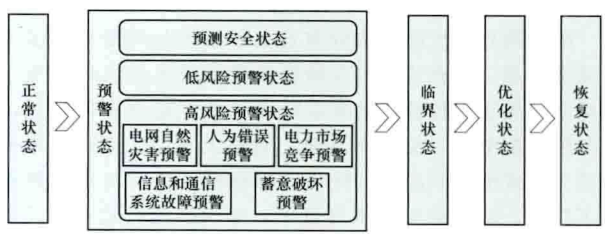
刘东，张沛超，李晓露．面向对象的电力系统自动化．北京：中国电力出版社，2009.

刘健，等．配电自动化．北京：中国水利水电出版社，2003.

李天友，金文龙，徐丙垠．配电技术．北京：中国电力出版社，2009.

peidian xitong ziyu kongzhi

配电系统自愈控制　（distribution system self-healing control）　在配电系统的不同层次和区域内实施充分协调且技术经济优化的控制手段与策略，使其具有自我感知、自我诊断、自我决策、自我恢复能力的控制。目的是缩短系统故障停电时间，提高配电系统在不同状态下的安全、可靠与经济运行水平。自愈控制是智能配电系统的重要特征，是高级配电自动化的核心功能之一。智能配电网自愈控制可以及时发现、预防和隔离各种可能的故障和隐患，优化系统运行状态并有效应对系统内外发生的各种扰动，抵御外部严重故障的冲击，具有在故障情况下维持系统连续运行、自主修复故障并快速恢复供电的能力，通过减少配电网运行时的人为干预，降低扰动或故障对电网和用户的影响。配电网直接面向用户，其自愈能力的高低直接影响用户的供电质量。图中所示为智能配电网自愈控制的状态。



智能配电网自愈控制状态

自愈控制目标　针对配电系统的不同运行状态，自愈控制的目标与控制策略及措施是完全不同的，它可以分为正常运行状态、控制区域内部故障和控制区域外部故障三种情况。在电网正常运行状态下，自愈控制的目标主要是在满足系统安全稳定约束的前提下，尽可能优化系统的运行状态，

充分利用系统中的可再生能源并降低损耗；在自愈控制区域内部发生故障时，自愈控制应快速切除故障并确定故障类型与故障位置，尽可能减少或消除非故障段的停电范围与区域，在故障段则应当通过网络重构（见配电系统网络重构）尽快恢复供电；在控制区域外部发生不可逆转的严重故障时，应断开与外部电网的连接，依靠区域内的分布式电源及储能装置（见分布式发电和电力系统储能）维持系统的自治运行，保证部分关键负荷的持续供电。

功能实现 智能配电网自愈控制功能的实现主要包括集中控制、分散控制、集中-分散协调控制三种方式。

集中控制方式 主要依靠具有高级分析计算功能的系统主站来完成，需要系统在发生故障后将量测信息发送到主站，通过分析计算确定故障类型、故障位置并形成控制决策，再下发到保护装置或智能终端执行，整个故障的处理过程都是依赖主站完成的。由于集中控制需要主站与终端间的大量的数据通信，同时单靠主站进行分析决策的时间也很难满足故障切除的快速性要求，因此完全依靠集中控制方式实现自愈控制是不现实的。

分散控制方式 主要依靠保护装置或智能终端的相互配合来实现。此时，故障的清除与故障后的供电恢复完全依靠基于局部信息的保护装置或智能终端。分散控制方式的效率与可靠性较高，保护装置或智能终端间存在一定的通信联系，但基于局部信息的故障恢复过程由于缺少主站的参与，缺乏全局性的整体协调能力，同时也不能适应频繁变化的网络结构与运行方式。在未来，基于多智能体的分布式计算技术的广泛应用可能会使分散控制方式得到推广。

集中-分散协调控制 综合了集中控制与分散控制的优点，在故障清除阶段主要依靠保护装置（或智能终端）的配合实现，在故障恢复阶段依靠主站分析计算后下发的控制命令实现。集中-分散协调控制方式一方面保证了故障切除的快速性，另一方面具有全局的协调优化能力，可以适应多变的网络结构与系统运行方式，是一种比较现实可行的自愈控制技术方案。

关键技术与挑战 配电网自愈控制功能的实现依赖于配电系统快速仿真与模拟、配电网广域测控、保护装置的协调与自适应整定、智能分析与决策、分布式计算、电力电子设备等一系列技术的发展与应用。其中，配电快速仿真与模拟（见配电系统仿真）是自愈控制功能实现的基础，它为配电网的网络重构提供计算方法和依据。

配电网自愈控制面临分布式电源接入与网络结构多变的双重挑战。分布式电源及储能装置的接入极大地改变了配电系统的运行特性，具有双向潮流的配电网在保护原理上与传统配电网（见配电系统）有很大不同，而且不同类型的分布式电源其故障特性也不尽相同，这对自愈控制提出了挑战：在智能配电网环境下，电网结构与运行方式可能出现更为复杂和多样的变化，这要求自愈控制中的保护装置（或智能终端）能够适应这种变化，即在网络结构发生变化时能自适应地实现保护的整定与协调，这对自愈控制提出了更高要求。

实施基础 配电网自愈控制技术的实施以配电系统自动化为基础，需要满足的基本条件是：①具备各种智能化的开关设备和配电终端设备；②系统中拥有双电源或多电源，具有灵活可靠的网络拓扑结构；③可靠的通信网络及强大的信息处理能力；④具有分析、计算、评估与预警等功能的智能化的主站系统。与传统配网自动化技术相比，自愈控制技术对主站系统功能要求更高，同时需要满足分布式电源的接入要求。

peidian zichan guanli xitong

配电资产管理系统 (asset management system for distribution system) 利用传感、通信、计算机等技术，通过对配电资产（设备）信息及状态的采集监测和统计分析，实现资产有效管理的软硬件综合系统。配电资产管理系统是保障电力企业经济运营的重要手段，主要包括从空间维度出发的自动制图与设备管理及地理信息系统（automatic mapping/ facilities management/ geographic information system，AM/FM/GIS）和从时间维度出发的资产全寿命周期管理系统。

AM/FM/GIS 系统 采用先进的计算机图形技术、数据库技术、计算机网络技术和地理信息系统技术，并满足公共设施管理、企业/行业技术规范、生产流程和管理制度的完善的企业级电力设备管理解决方案。该系统可以针对特定的应用任务，通过 AM/FM/GIS 存储事物的空间数据和属性数据，记录事物之间的关系和演变过程，并根据事物的地理坐标对数据进行管理、检索、评价、分析和结果输出等，提供决策支持、动态模拟、统计分析和预测预报等服务。AM/FM/GIS 的功能包括图形资源管理及图层编辑、基本设备管理和图形操作、配网建模、用电管理和规划设计、模拟电网运行及分析、在事故负荷转移中的应用。传统的数据库系统只能解决二维表数据的处理，传统的计算机辅助设计（computer aided design，CAD）技术只能解决纯图形的处理，而地理信息系统（geographic information system，GIS）将数据库技术与 CAD 技术有机关联，因此具有图形和属性双向查询的特点。

图形资源管理及图层编辑 为大量的地理信息图和各种电力系统接线图提供一致的资源管理工具。可以定制、修改图形属性；增加、删除图层；定义图形与数据库的关联关系；定义不同类型设备之间的层次关系；可以从图形资源管理直接进入图层编辑；在地理图上增加设备或修改设备地理位置，修改或输入设备信息。

基本设备管理和图形操作 包含地图开窗放大、定点放大、地图中心缩小、地图任意方向漫游、显示状态的回退与重做功能，系统每次进入时，均可继承上次退出时的状态。对变电站等设备具有子图功能，可以弹出对应的接线图。不同的设备可以根据材质、电压等级等选用不同的图符来表示。可以改变图形的显示比例、显示位置、框定任意显示区等，使操作人员准确了解局部和整体的关系。局部放大功能可以使操作人员更详细地了解局部信息，实现图形信息与属性信息的完美结合。通过矩形、圆形、任意多边形等多种选择手段，可以统计、显示设备信息。能对设备进行定位操作，定点选择工具可以直接了解设备的详细信息。可以调整图层的显示顺序、显示属性等，并根据图层的最大、最小视野自动调整图层的显示信息量。对指定设备挂牌，当多幅图对应同一个设备时，系统自动维护挂牌的一致性。提供灵活的报表方式，允许自定义打印模板，定义打印的内容及打印

的条件，满足报表的动态设计与打印。支持热点定位，系统热点可进行编辑，使操作人员能快速定位到某一区域。

配网建模　可以根据基本的设备信息和设备的地理信息，为各种配网应用建立相关的数据模型，或提供数据接口，如用于设备管理的设备层次关系模型，用于配网分析的网络节点模型，用于同配电监控与数据采集（distribution supervisory control and data acquisition，DSCADA）系统进行信息交换的量测点层次模型等。

用电管理和规划设计　进行用电业扩报装、查表收费和负荷管理等业务营运工作，包括自动决策出新用户可接最近的配电或杆塔，并自动寻找最优布线路径，获得工程概算信息。合理地分割变电站负荷、调整馈电线路负荷以及增设配电站、变电站、开闭站、联络线和馈电线路，对配电网的改造和发展提出合理的设计和规划。（见配电系统规划）

模拟电网运行及分析　包括配电网供、停电范围分析，变电站、配电站和开关站运行方式分析，短路电流计算分析，供电可靠性分析，线损计算，电网规划及负荷密度分析，基于区负荷的负荷预测（见电力系统负荷预测）、电网潮流计算分析等。

在事故负荷转移中的应用　当设备或线路因故障需停电时，为了不严重影响某些重要用户的用电，应将部分负荷转移到其他线路上去。为使停电范围最小，首先要找到发生故障的地点，也就是进行故障定位。配网 SCADA 系统和馈线自动化的完善，使得配网的调度中心可以实时得到线路上的遥测、遥控信息。通过 SCADA 采集的实时数据，系统就能够进行故障定位，并在 GIS 上显示故障地点及估计的停电区域。找到故障点后，就必须进行故障隔离。故障隔离的基本思路是从故障点往外搜索，将与其直接相连的开关都断开，达到隔离故障设备的目的。在故障隔离程序断开的开关中，按其在网络中的位置可分为故障点上游和下游的开关两种类型。处于故障点下游的开关在故障隔离时发生拒动，隔离程序继续往下级搜索开关，即寻找拒动开关所有的下级开关，并且打开它们。而处于故障点上游的开关拒动时，隔离程序继续向上级搜索开关，同时还要搜索和拒动开关在网络层次上是同级的开关，即寻找拒动开关的上级和同级开关，并且打开它们。当拒动开关是某条馈线的出线开关（断路器）时，则应人工开断开关，以保护其他馈线的安全运行。故障隔离以后就可以对故障点的后端进行负荷转移。在决定负荷转移形态时，应对八类参数加以考虑，以决定出最佳的负荷转移形态，同时还需要决定从哪个连接点向被负荷转移区间转移负荷，也就是进行区间的分担负荷转移：①配电网预备容量；②变压器预备容量；③连接点的电压降值；④联络点预备容量、配电线预备容量、变压器预备容量；⑤必要预备容量；⑥电压降值；⑦开关种类；⑧预测负荷转移后短期内是否出现过负荷现象。如果系统事故可以通过馈线转移负荷解决，GIS 将会改变网络拓扑结构，更新数据库中相应设备的属性。否则，执行减负荷程序以寻求更好的解决方法。

资产全寿命周期管理系统　从企业的长期经济效益出发，采用计算机技术，全面考虑设备或系统的规划设计、建造、购置、运行、维护、更新、改造、报废的全过程管理，使全寿命周期成本最小的软件系统。它是保证配电设备高效运行的核心手段。资产全寿命周期管理系统包含元件、时间和费用三个维度的管理，其中元件维度包含一次设备和二次设备；时间维度包含规划设计、采购建设、运行检修、退役处置等阶段；费用维度包含设备级全寿命周期成本和系统级全寿命周期成本两方面。其中最常用到的是时间和费用两个维度的管理。费用维度中，全寿命周期成本（life cycle cost，LCC）是指在设备的预期寿命周期内，为该设备论证、研制、生产、使用与保障以及退役处置所支付的所有费用之和。

全寿命周期管理的规划设计阶段　包括资产规划、项目立项、初步设计和年度计划/预算等环节。其中，资产规划环节要包括基建和技改等的规划编制、方案比选以及方案的滚动调整；项目立项环节要包括可研与投资估算的设计及编制、项目方案的比选；初步设计环节要包括项目初步设计文件（包括概算）的编制、对设备布置方案及选型设计；年度计划/预算环节要包括对年度投资计划/技改大修计划/运维计划的综合平衡、年度投资计划/年度技改大修项目计划/运维计划的编制、结合安全/风险/预算等因素的年度计划与预算的编制。

全寿命周期管理的采购建设阶段　包括招标采购、工程建设、投运转资等环节。其中，招标采购环节要包括招标、评标、采购、设备监造和抽检；工程建设环节要包括基建施工、设备安装及投运前的准备工作；投运转资环节要包含设备核对、技术参数整理及完善、资产移交、创建设备台账、竣工结/决算书编制、资产卡片建立。

全寿命周期管理的运行检修阶段　包括运行监测、维护检修、状态评估、备品备件管理等环节。其中，运行监测环节要包括设备巡视、倒闸操作、调试及信息录入；维护检修环节要包括线路走廊维护、设备缺陷消除、例行或诊断性试验与检修及其信息录入；状态评估环节要包括设备监视及检测、设备在线和历史数据分析、设备当前和未来状态评估；备品备件管理环节要包括备品备件的配置、储备、使用和管理以及信息维护。

全寿命周期管理的退役处置阶段　包括技术改造和退役资产处置等环节。其中，技术改造环节要包括大型技改、专项技改、大修类技改和科技技改；退役资产处置环节要包括退役资产状态评估、处置（再利用、转备、评估转让、置换、退役处置等）。

设备级全寿命周期成本　包括设备的购置费用、安装调试费用、运行损耗费用、预防维护费用、故障造成的设备维修费用、退役处理费用、残值回收费用等内容。

系统级全寿命周期成本　包括研究设计费用、土地费用、人工费用、多重故障造成系统损失的费用、管理费用等内容。

pinlü bianhualü jidianqi

频率变化率继电器　（frequency change rate relay）

当安装处交流电压的频率变化速度超过预定值而动作的保护继电器。主要用于电力系统的自动低频减负荷装置中，配合低频继电器的动作，在电力系统发生严重有功功率缺额情况下，加速自动减负荷，以迅速恢复电力系统频率，保证电力系统安全稳定运行。

pinlü jidianqi

频率继电器 (frequency relay) 以安装处交流电压频率作为动作量的保护继电器。输入交流电压频率低于或高于某一预定值动作的继电器分别称作低（欠）频率继电器或过频率继电器。按实际的构成原理可分为感应型、晶体管型、集成电路型及微机型（数字型）。其中数字型以精度高、动作值稳定、功能齐全等优点得到广泛应用。

频率继电器主要用于：①自动低频减负荷。②大型汽轮发电机组低频率保护自动解列。③水电厂高频率切机及低频率自起动。④互联电力系统按频率自动解列等。

pinlü zhiliang

频率质量 (frequency quality) 见电力系统频率。

qidong jidianqi

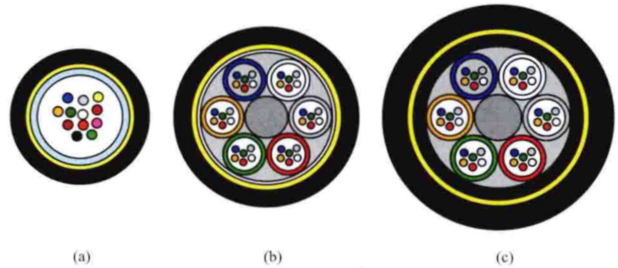
起动继电器 (starting relay) 反应电力系统故障或不正常运行状态而动作的保护继电器。一般与继电保护装置的测量元件配合使用。当有故障发生时，起动继电器瞬时动作，开放出口回路，并和保护测量元件组成“与门”，动作于跳闸，以提高保护装置的可靠性。起动继电器可选用过电流继电器（见电流继电器）、阻抗继电器（见距离继电器）、反应于负序和零序电流的继电器或反应电流突变量的继电器等。微机继电保护中起动元件由软件实现，可采用性能更优越和原理更复杂的起动元件。

quanjiezhi zichengshi guanglan

全介质自承式光缆 (all dielectric self-supporting optical fiber cable, ADSS) 一种全部由介质材料组成、自身包含必要的支撑系统、可直接悬挂于电力杆塔上的非金属光缆。全介质自承式光缆是电力特种光缆中的一种，全介质指光缆结构中所有构件材料全部是介质材料，自承式指光缆自身的加强构件能承受自重及外界负荷，可在两点间直接悬挂。全介质自承式光缆主要用于 220kV 及以下电压等级架空输电系统的通信线路，也可用于雷电多发地带、大跨度等架空敷设环境下的通信线路。

全介质自承式光缆具有全绝缘、质量轻、不停电施工、对杆塔影响小等优点。全介质自承式光缆对杆塔增加的额外负荷小，新建线路可与输电线路同塔（杆）架设，施工速度快，工期短，建设费用低。

全介质自承式光缆的缆芯结构主要分为中心管式和层绞式两种。中心管式缆芯为含多根光纤或光纤带的充油松套管。层绞式缆芯由含多根光纤或光纤带的充油松套管绞合而成，绞合方式为单螺旋式或 SZ 螺旋式。全介质自承式光缆结构如图所示。



全介质自承式光缆结构示意图

(a) 中心管式；(b) 层绞式单护套；(c) 层绞式双护套

全介质自承式光缆在制造中采用了具有高弹性模量的高强度芳纶纱作为抗张元件，它的外护套具有极强的抗电腐蚀能力，能延长光缆在强电场中的寿命。光缆采用非金属材料，绝缘性能好，能避免雷击，电力线发生故障时，不会影响光缆的正常运行。

全介质自承式光缆的机械性能主要体现在光缆最大运行张力、平均运行张力及极限抗拉强度等。全介质自承式光缆是自承式架空光缆，它除了必须承受自身重力的长期作用外，还必须能经受自然环境和长期高压强电环境的考验，能够承受电场强度所形成的电腐蚀的侵蚀，紫外光射线的侵蚀，以及高低温环境的影响。

设计全介质自承式光缆时，应综合考虑跨距、弧垂、气象条件、空间电位和其他性能要求，优化选取安全挂点和路由。

工程应用中影响全介质自承式光缆运行安全的最大问题是电腐蚀问题。为防止发生电腐蚀，需要通过计算选择合适的挂点，110kV 以下电力线路通常使用聚乙烯护套（PE 护套），悬挂点的空间电位不大于 12kV。100kV 以上电力线路使用抗电痕护套（AT 护套），悬挂点的空间电位不大于 20kV。

R

ranliao dianchi shuxue moxing

燃料电池数学模型　(mathematical model of fuel cell)

燃料电池特性和行为的数学描述。燃料电池通过燃料与氧化剂的化学反应，将燃料的化学能转化为电能，是重要的分布式发电形式之一。燃料电池数学模型包括主体电路模型和控制系统模型，在用于电力系统计算分析时，主体电路模型一般可采用等效电路模型。

等效电路　燃料电池模型结构及其等效电路分别如图1和图2所示，主要由燃料电池和功率调节单元（power conditioning unit，PCU）组成，典型的PCU是一个全控整流电压源换流器。

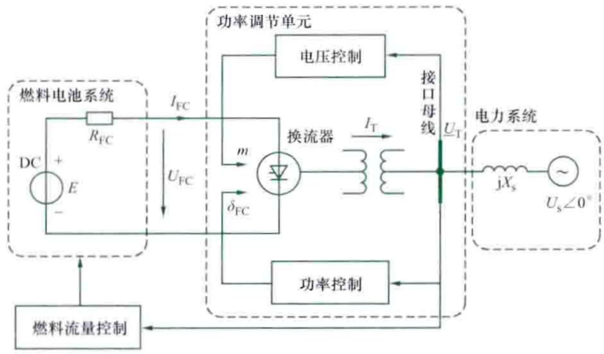


图1　联网的燃料电池模型结构

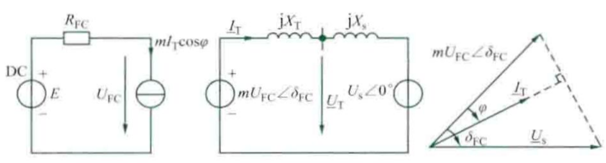


图2　燃料电池等效电路

I_{FC}—燃料电池直流输出电流（即工作电流）；R_{FC}—电池内阻；U_{FC}—电池直流输出电压（即工作电压）；δ_{FC}—PCU超前角；E—电池电动势；U_T—接口母线电压；I_T—变压器输入电流；X_s—系统等效电抗；U_s—系统电压；m—换流器调制度；φ—交流侧$\underline{U}_{FC}$与$\underline{I}_T$之间的夹角；X_T—变压器电抗

换流器连接燃料电池和交流电力系统。从交流侧来看，换流器可视为一相角可调的电压源，通过调整调制度m和超前角δ_{FC}可分别调整接口母线电压和逆变器输出功率。从直流侧来看，换流器可视为一电流源。

根据等效电路和相量图，可得以E、m和δ_{FC}表示的燃料电池功率P_{FC}为

$$P_{FC}(E,m,\delta_{FC})=E\frac{mU_s}{X_T+X_s}\sin\delta_{FC}-R_{FC}\left(\frac{mU_s}{X_T+X_s}\right)^2\sin^2\delta_{FC}$$

控制系统模型　燃料电池控制系统的动态模型如图3所示，由电压控制器、功率控制器和燃料流量控制组成。燃料流量控制输入为当前流量和燃料电池输入电流，输出为燃料电池内部等效电动势；电压控制输入为电网电压，输出为换流器调制度m；功率控制器输入为燃料电池输出功率，输出为PCU超前角δ_{FC}。

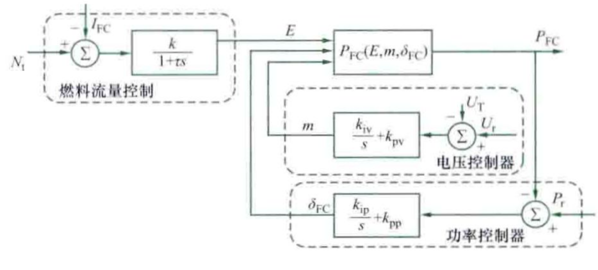


图3　燃料电池控制系统动态模型

N_t—燃料输入流量；k、τ—燃料电池调节器的比例系数和积分时间常数；k_{pv}、k_{iv}—电压控制器的比例系数及积分系数；k_{pp}、k_{ip}—功率控制器的比例系数及积分系数；U_r、P_r—电压基准和功率基准；P_{FC}—燃料电池输出功率

参考书目

黄镇江．燃料电池及其应用．北京：电子工业出版社，2005.

毛宗强．燃料电池．北京：化学工业出版社，2005.

renji jiemian

人机界面　(man-machine interface)　计算机系统和用户之间进行交互和信息交换的媒介，也称人机系统。它实现信息的内部形式与人类可以接受形式之间的转换，为用户使用调度自动化系统提供综合操作环境；提供人机界面开发和运行的支撑环境，向应用提供窗体、标准图形组件的开发接口和服务，使大部分的常规界面免编程实现；为了适应对各类应用的统一展示，提供人机界面生成器，支持常用界面控件的用户生成和配置；支持控件的事件回调；界面友好，满足调度控制需要。

主要功能　包括画面编辑、界面浏览、界面管理、可视化展示等功能。

画面编辑。提供基于厂站间隔模板的厂站图、基于地图空间信息的潮流图以及系统图、曲线、列表的绘制和编辑，同时提供图元、间隔模板、曲线模板和列表模板的一体化编辑维护功能。提供基于离线维护机制下的图形模型一体化维护功能，实现图形到模型、模型到图形的自动生成。

界面浏览。实现各类应用和多态数据的统一生动展示和便捷人机交互，实现告警信息及事件顺序（sequence of event，SOE）信息等的浏览，提供缩放、漫游、世界图等功能。

界面管理。提供对画面风格、菜单等的定制功能。

可视化展示。借助计算机图形化显示技术，如二维等高

线、柱图、三维曲面、管道等，将电网运行的数据用动态、灵活、实物化的方式展示，将数据展示与应用综合分析相结合，与应用相适应，生动地展示结果，见图1、图2。

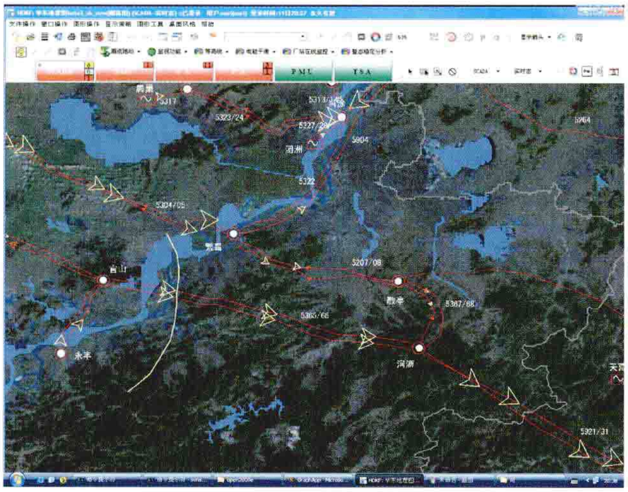


图1 地理图形背景下的潮流图

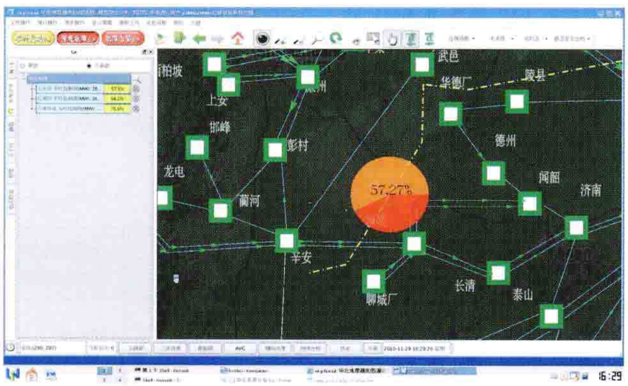


图2 关键输电断面载荷情况饼图

体系结构 采用客户端层/人机服务层/应用服务器层模式。

客户端层。提供了窗口管理界面、图形显示界面（图形浏览器、图形编辑器）、应用操作界面、可视化调度界面。支持客户端/服务器、浏览器/服务器方式，具备跨平台特性，瘦客户端，易于部署和维护。

人机服务层。提供人机服务代理服务、资源定位服务以及各种人机服务。人机服务代理服务实现本地服务、远程服务的适配代理，客户端通过它访问应用服务器资源。资源定位服务按照主备机制或负载均衡机制定位可用的服务地址和端口，发送给提出请求的客户端。人机服务按照访问的服务器资源、访问方式的不同，分为画面刷新服务、实时数据服务、关系数据服务、历史数据服务、命令服务、文件服务、事件服务等。

应用服务器层。包括各种可访问的数据资源，如实时数据库、关系数据库、历史数据库、图形文件、应用程序、应用脚本等，以及对资源的应用程序编程接口（application programming interface，API）。

数据获取 遵循人机界面数据接口规范获取数据。人机界面数据接口规范描述了人机应用、通用数据服务、数据源之间的关系和结构。人机应用通过通用数据服务请求获取数据并下发数据或命令。通用数据服务通过各种数据源接口获取数据源的数据。某些数据源可以通过主动推送将数据直接推送到人机应用，由人机应用进行筛选处理。

人机界面除了支持常规的画面浏览，还支持基于服务的画面调阅。人机界面操作服务采用面向服务架构（service oriented architecture，SOA），支持简单服务描述语言（simple service description language，SSDL），实现不同应用系统、不同厂家和不同电力企业对图形调阅的描述、请求与响应。

Riben dianli xitong

日本电力系统 (electric power systems in Japan)

日本本土及冲绳岛的电力系统。

发展历史 日本电力系统的发展可分为4个阶段。

1960～1964年。形成东部、中西部、北海道3个区域的电力系统。东部包括东京和东北2个电力公司的电力系统，以275kV线路互联。中西部包括中部、北陆、关西、中国、九州和四国6个电力公司的电力系统，以187～275kV线路互联。北海道电力公司的电力系统最高电压为187kV。东部及北海道的电力系统频率为50Hz，中、西部为60Hz。

1965～1979年。在1965年和1977年分别建成佐久间和新信浓变频站（容量均为300MW），使东部及中西部电力系统实现互联。1979年北海道电力公司的电力系统与东北电力系统通过±250kV直流跨海电缆线路相连，实现了除冲绳以外的日本本土9个电力系统互联。

1980～1995年。1980年中部、关西、中国和九州4个电力系统的联络线均升压至500kV，1995年东京与东北的电力系统以500kV线路互联，另外中国与四国（1994年）、关西与北陆（1997年）、中部与北陆（1998年）的电力系统也均以500kV线路互联，形成从东北到西南全长约2000km以500kV同杆双回线为骨干，各以一点互联的联合电力系统。冲绳岛为独立的132kV电力系统。

1995年12月以后（电力体制的改革）。1995年，日本政府为降低电价决定对电力事业引入竞争机制修改了电力事业法，放松新电力供应商进入发电领域的管制，并开放输电领域允许趸售者使用电力公司的输电线路输送他们的电力。2000年开始阶段性的放松零售领域的管制，到2005年除了居民用电以外的所有用户均可选择任意的电力供应商。

现状 日本电力系统如图所示。2011年，日本发电装机容量为29206万kW，其中：水电为4842万kW，占16.58%；火电18681万kW，占63.96%；核电4896万kW，占16.96%；风电等其他发电装机787万kW，占2.69%。日本发电量为10578亿kW·h，其中：水电为915亿kW·h，占8.65%；火电为8537亿kW·h，占80.71%；核电1018亿kW·h，占9.62%。日本装机容量及其构成见表1，发电量及其构成见表2。

表1 日本装机容量及其构成

年份	装机容量（万kW）	构成（%）			
		水电	火电	核电	其他
1990	19473	19.43	64.19	16.25	0.14
1995	22752	19.10	62.48	18.18	0.24
2000	26049	17.78	64.48	17.37	0.36

续表

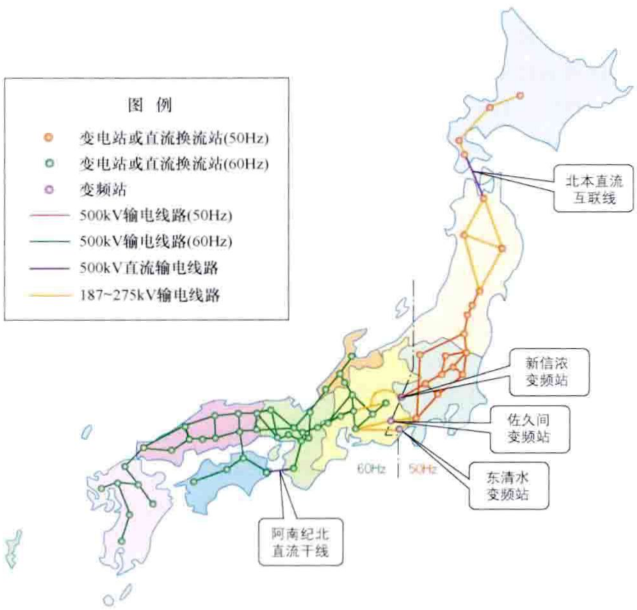
年份	装机容量（万 kW）	构　成（%）			
		水电	火电	核电	其他
2005	27 732	17.06	63.92	17.88	1.15
2008	28 053	16.88	64.46	17.09	1.58
2009	28 448	16.61	64.41	17.17	1.81
2010	28 703	16.63	64.06	17.06	2.25
2011	29 206	16.58	63.96	16.76	2.69

资料来源：国际能源署历年《电信息》。

表 2　日本发电量及其构成

年份	发电量（亿 kW·h）	构　成（%）			
		水电	火电	核电	其他
1990	8420	11.38	64.39	24.03	0.20
2000	10 585	9.15	60.08	30.42	0.36
2005	10 998	7.86	63.85	27.71	0.58
2008	10 820	7.70	67.74	23.85	0.70
2009	10 503	7.98	64.51	26.64	0.88
2010	11 192	8.10	65.22	25.75	0.93
2011	10 578	8.65	80.71	9.62	1.02

资料来源：国际能源署历年《电信息》。



日本电力系统示意图

火电。截至 2011 年底，日本已建成 200 万 kW 及以上的火电厂 21 座，最大的是东京电力公司的富津电厂，总装机容量为 504 万 kW。热效率最高的机组是东京电力公司横滨电厂的 8 号机组，该机组采用先进的联合循环系统，热效率达 48.89%。表 3 列出了日本主要火电厂。

表 3　日本主要火电厂

编号	电厂名称	所属电力公司	装机容量（万 kW）	燃　料
1	富　津	东京	504.0	天然气
2	东新潟	东北	486.4	天然气、其他气体
3	川　越	中部	480.2	天然气
4	鹿　岛	东京	440.0	原油、燃料油
5	碧　南	中部	410.0	煤炭
6	赤　塔	中部	396.6	原油、燃料油、天然气
7	广　野	东京	380.0	原油、燃料油、煤炭
8	袖　浦	东京	360.0	天然气
9	姉　崎	东京	360.0	原油、燃料油、天然气、液化石油气、天然气凝析液
10	千　叶	东京	354.8	天然气

资料来源：日本《电力工业年报 2013》。

核电。至 2010 年，日本运行中的核电厂共 17 座，总装机容量为 4896 万 kW，居世界第 3 位，仅次于美国和法国。日本最大的核电厂是东京电力公司的柏崎·刈羽核电厂。该电厂装有 5 台 110 万 kW 的沸水堆（BWR）机组和 2 台 135.6 万 kW 的先进轻水堆（ABWR）机组，总容量 821.2 万 kW。

2011 年日本“3·11”福岛核电事故后，福岛核电厂完全停运，其他核电厂也于 2012 年暂时停运。表 4 为日本主要核电厂。

表 4　日本主要核电厂

电厂名称	机组数	所属电力公司	装机容量（万 kW）	反应堆类型	全部机组投运时间
柏崎·刈羽	7	东京电力公司	821.2	沸水堆、先进轻水堆	1996 年 11 月
大　阪	4	关西电力公司	471	压水堆	1993 年 2 月
福岛第一	6	东京电力公司	469.6	沸水堆	1979 年 1 月
福岛第二	4	东京电力公司	440	沸水堆	1987 年 8 月
浜　冈	3	中部电力公司	350.4	沸水堆、先进轻水堆	2005 年 1 月
玄　海	4	九州电力公司	347.8	压水堆	1997 年 7 月
高　浜	4	关西电力公司	339.2	压水堆	1985 年 6 月
女　川	3	东北电力公司	217.4	沸水堆	2002 年 1 月
町　泊	3	北海道电力公司	207	压水堆	2009 年 12 月
伊　方	3	四国电力公司	202.2	压水堆	1994 年 12 月
仙　台	2	九州电力公司	178	压水堆	1985 年 11 月
志　贺	2	北陆电力公司	174.6	沸水堆、先进轻水堆	2006 年 3 月
美　浜	3	关西电力公司	166.6	压水堆	1976 年 12 月
敦贺市	2	日本原子能发电公司	151.7	沸水堆	1987 年 2 月
岛　根	2	中国电力公司	128	沸水堆	1989 年 2 月
东　通	1	东北电力公司	110	沸水堆	2005 年 12 月
东海第二	1	日本原子能发电公司	110	沸水堆	1978 年 11 月

资料来源：日本《电力工业年报 2013》。

水电。日本可开发的水力资源为1143亿kW·h/a。截至2010年底，日本水电装机容量4774万kW，其中抽水蓄能电站装机容量为2537万kW，占水电总装机容量的53.1%。已建成的抽水蓄能电站中，容量在20万kW及以上的有35座，其中100万kW及以上的11座。日本常规水电站的规模较小，最大的是奥只见水电站，装机容量56万kW。在抽水蓄能电站中，装机容量最大的是关西电力公司的奥多多良木抽水蓄能电站，为193.2万kW。日本主要水电站见表5。

表5 日本主要水电站

编号	电厂名称	所属电力公司	装机容量（万kW）	电厂类型
1	奥多多良木	关西电力公司	193.2	抽水蓄能
2	奥美浓	中部电力公司	150	抽水蓄能
3	新高濑川	东京电力公司	128	抽水蓄能
4	大河内	关西电力公司	128	抽水蓄能
5	奥吉野	关西电力公司	120.6	抽水蓄能
6	玉　野	东京电力公司	120	抽水蓄能
7	俣野川	中国电力公司	120	抽水蓄能
8	新丰根	电源开发株式会社	112.5	抽水蓄能
9	今　市	东京电力公司	105	抽水蓄能
10	下　乡	电源开发株式会社	100	抽水蓄能

资料来源：日本《电力工业年报2013》。

太阳能发电。至2010年太阳能发电装机容量已达4914MW，这些设备分属于三菱、三洋等公司。

电网。2010年3月底的输电线路总长为101 389km（包括电缆线路14 441km）。配电线路包括1254 683km架空线和40 632km地下电缆。日本9家电力公司的标准电压等级有两个系列，即500、275、154、77、66、33、6.6kV及200、100V；500、220、187、110、66、33、6kV及200、100V。东京、东北、中部、北陆、关西、中国、四国和九州8家电力公司的最高电压为500kV。东京电力公司系统以500kV环形网环绕负荷区域，使外来各电源先汇接在高压环网上，再以放射形网络向环内负荷区域供电。8家电力公司的系统以500kV线路互联（频率不同的东京－中部间除外）。北海道电力公司系统的最高电压为275kV，以±250kV直流跨海电缆与东北电力公司系统相连。关西和四国电力公司的系统以±500kV直流跨海电缆相连。冲绳电力公司系统的最高电压为132kV。东京电力公司拥有1100kV设计的输电线路，1992年起以500kV运行。50Hz的东部系统和60Hz的中西部系统之间由佐久间（300MW）、新信浓（600MW）和东清水（300MW）换流站互联。

随着大容量火电厂和核电厂的发展，日本的超高压输电技术迅速发展。至2010年，66kV及以上的输电线路的回路长度为152 100km；110kV及以上输电线路长度超过7万km，其中500kV输电线路回路长度为14 454km。表6为日本输电线路。

变电容量。2010年3月末，10家电力公司的变压器总容量为808 779MV·A，包括77个500kV变电站和217个275kV（220kV）变电站，其中有134个容量在1000MV·A以上。最大的新野田变电站的容量为7860MV·A，最大的变压器容量为1500MV·A。为了减少用地，已建成许多地下变电站，并采用紧凑和小型化的设备。2000年世界第一座500kV地下变电站（新丰洲变电站）开始运行，以500kV的地下电缆与新京叶变电站相连。

表6 日本输电线路（km）

年份	66/77kV	110/154kV	187kV	220kV	275kV	500kV	合计
1995	76 179	31 191	5761	5446	14 058	9603	142 238
2000	79 731	30 949	5720	5364	14 893	12 975	149 632
2005	79 885	30 480	5482	5332	15 847	14 030	151 056
2006	79 979	30 472	5481	5340	15 925	14 122	151 319
2007	80 147	30 500	5481	5338	16 077	14 122	151 665
2008	80 356	30 524	5252	5282	16 326	14 122	151 862
2009	80 430	30 621	5252	5319	16 224	14 225	152 071
2010	80 613	30 444	5252	5158	16 179	14 454	152 100

资料来源：日本海外电力调查会历年《日本电力工业概况》。

调度运行和电力市场　日本各电力公司都拥有自己的调度所，内有完善的调度计算机系统和负荷频率控制（load frequency control，LFC）以及经济负荷调度控制（economic load dispatching control，EDC），并以各公司自备的光纤等通信设备对所属的系统进行监控和经济调度。另外，借助广域电网运行协调系统实现各电力公司间电力交换的经济调度。

1958年，冲绳以外的9家电力公司和电源开发公司为了协调互联系统的安全经济运行设立了中央电力协会，通过下属的中央调度联络指挥所从事全国电力需求的预测、区域间的调度运行和全国范围的电力交换等工作。随着电力事业管制的放松，为了确保电力市场交易的透明性和公平性，于2004年成立了电力系统利用协会（Electric Power System Council of Japan，ESCJ），调度联络指挥所的职能也移交到新的协会。为了打造电源建设的投资环境（形成价格指标等）和批发电力的多样化，2005年9家电力公司、独立发电企业和管制放松后成立的新电力供应商（特定规模电力企业，Power Producer and Supplier，PPS）共同出资设立了日本电力批发交易所（Japan Electric Power eXchange，JEPX）。JEPX的主要职能是为各电力企业调剂余缺提供交易平台，其中设有现货交易市场（2009年9月28日开展了半小时前电力交易）、期货交易市场（月交易和周交易）和期货公告板市场。日本电力交易以长期合同为主，短期和临时的交易量相对较少。2011年上半年，交易所中的交易电量占日本总售电量的0.46%。

ruanjiaohuan

软交换　（soft switch）　一种提供呼叫控制功能的软件实体。它独立于传送网络，主要完成呼叫控制、资源分配、协议处理、路由、认证、计费等主要功能，可以向用户提供现有电路交换所能提供的多种业务，可向第三方提供可编程能力。泛指一种体系结构，利用该体系结构可以建立下一代网络框架。

产生背景　传统的电路交换网络中，呼叫控制、业务提供和交换矩阵都集中在程控交换机中，一旦网络需要提供新业务，必须对网络中所有交换机改造，与不断涌现需要快速

灵活地部署新业务不相符。通过将业务提供与接续控制功能分离，将传统电路交换机的功能模块分离为独立的网络部件，实现各功能部件的独立发展、扩容和升级，支持语音、数据和视频的多媒体综合应用。在这种背景下，提出了软交换技术。

体系结构　与下一代网络（next generation network，NGN）功能结构相对应，包括媒体/接入层、传输层、控制层和业务/应用层，如图所示。



基于软交换技术的网络结构图

（1）媒体/接入层。利用网关设备负责将各种不同的网络和终端设备接入网络，集中各种业务量，利用公共的分组传输平台进行传输。

（2）传输层。软交换的承载网络，将各种软交换网元连接起来，采用基于分组的方式为各种不同的业务和媒体流提供公共的传送平台。

（3）控制层。实体就是软交换设备，负责对通过接入层媒体网关接入的业务及媒体网关之间的通信进行控制，完成呼叫建立和释放。

（4）业务/应用层。向用户提供多种增值业务，完成业务提供和网络管理等功能。

特点　①支持各种不同的公共交换电话网（public switched telephone network，PSTN）、异步传输模式（asynchronous transfer mode，ATM）和IP协议等多种网络的可编程呼叫处理系统。②高效灵活性。③开放性。④为第三方创建下一代业务提供开放的应用编程接口（application programming interface，API）。⑤具有先进的基于策略服务器的管理所有软件组件的特性。

功能　包括媒体接入功能、呼叫控制功能、业务提供功能、互联互通功能、网管与维护功能等。

（1）媒体接入功能。各种媒体网关可以接入软交换系统，如公共交换电话网中继媒体网关、异步传输模式媒体网关、用户媒体网关、无线媒体网关和综合接入网关等。

（2）呼叫控制功能。软交换的核心功能，对呼叫的建立、维持和释放提供控制。

（3）业务提供功能。提供智能业务，处理智能网业务并具有接入第三方业务的能力。

（4）互联互通功能。通过不同的接口和协议实现与不同网络的互通。

（5）网管与维护功能。支持本地维护管理功能，包括配置管理、故障管理、话务控制及安全管理等。

参考书目

毛京丽．现代通信技术．北京：北京邮电大学出版社，2008.

吕淑琴．交换技术实用教程．北京：北京邮电大学出版社，2011.

S

SV caiyang

SV 采样 （sampled value sampling） 见变电站测量与控制技术。

sanceng sanwang

三层三网 （three layers and three networks） 见变电站自动化系统结构。

sanxiang chonghezha

三相重合闸 （three phase auto-reclosing） 线路因某种原因，在三相断路器断开后随之进行三相重合的一种自动重合闸方式。在配置了断路器的各级电压线路上，这种重合闸方式的应用一直最为普遍，原因是其控制回路简单，对断路器不要求分相操作。根据不同的电力网条件，这种重合闸又可分为一般三相重合闸、检电压重合闸、检同期重合闸、非同期重合闸、检邻线电流重合闸与自同步重合闸等类别。

20 世纪 70 年代以来，研究结果认为，在大型机组的高压配出线路出口附近，如果三相重合于未消除的多相故障时，有可能给机组带来严重损害。为此，许多电力系统已经在高压配出线路的电厂侧，采用有限制的三相重合闸，例如检同期的重合闸、延时 10s 以上的重合闸，或改用单相重合闸。

一般三相重合闸　断路器断开后只是经过预定时间即自动重合而不受其他电力网条件控制的三相重合闸方式。在各级电压电力网的辐射状配出单电源线路上得到广泛应用。为了和手动跳开断路器的情况相区别，有两种控制重合闸起动的方式可以同时或分别选用：①断路器合闸位置不对称起动，即断路器的操作把手在合闸位置而断路器在跳闸位置时起动（利用相应的辅助触点连通回路）。②继电保护装置向断路器发出跳闸命令同时起动。

检电压重合闸　广泛地用在双电源线路上。为避免非同期合闸时对设备和系统产生的冲击，当线路发生故障由两侧断路器断开后，根据系统条件，主要为了减轻当重合于故障未消除情况时对系统暂态稳定或大型发电机组的冲击，选择在某一侧先重合闸，成功后，另一侧再重合闸。在实现先重合闸的一侧，在控制其重合闸起动的控制逻辑中，增加检查线路已无电压，即对对侧断路器已断开的监视，因而称为检电压重合闸（本侧同时配以检同期重合闸）。

检同期重合闸　广泛地用在双电源线路上，规定等待对侧重合闸成功的后一侧重合闸方式。为了保证是后一侧重合并防止非同步合闸，在起动重合闸的控制逻辑中，需要增加检查线路已带有正常电压同时线路电压与母线电压同步的附加环节。一侧检电压，另一侧检同期的重合闸方式，是普遍采用的有多回路并联连接的双电源线三相重合闸方式。

非同期重合闸　用于有条件的双电源线路上，考虑线路两侧电源可能通过进行重合闸的线路作非同步并列的一种特殊三相重合闸方式，多用于水电厂对主系统和两系统间的弱联系单回线路上。选用这种重合闸方式要满足两个要求：①非同步并列产生的冲击电流和力矩小于水轮发电机可以允许的水平，这个数值大约为发电机出口三相短路暂态电流的 60%，即属于与系统有弱联系的情况；②故障前通过的功率不大，线路有足够的静稳定送电裕度，以保证重合闸后只经过少数振荡周期，两侧电源即可拉入同步运行。

检邻线电流重合闸　用于双电源的双回线上，在它们的重合闸起动的控制逻辑中，增设检查相邻线路有负荷电流的环节，以确证当本线路进行重合闸时，两侧电源仍是经相邻线路在并联运行中，以避免非同步合闸的冲击。

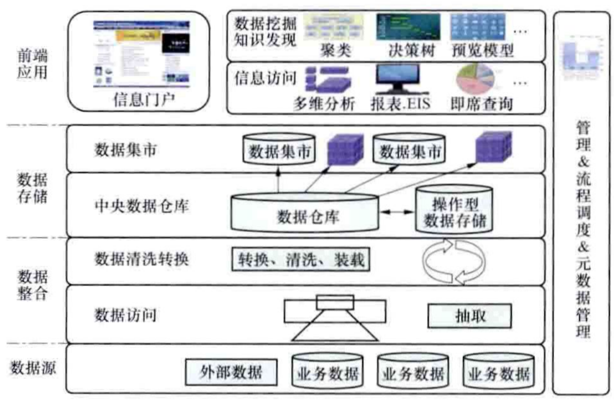
自同步重合闸　用于水电厂对主系统的单回线上。当线路断开的同时，断开水轮发电机的励磁，随着线路重合闸成功，发电机接入系统，然后恢复励磁，实现发电机对系统的自同步并列。

shanbian

闪变 （flicker） 见电压波动和闪变。

shangwu zhineng

商务智能 （business intelligence） 企业利用现代信息技术对经营过程中产生的大量信息进行收集、整理、分析，辅助做出正确决策、提升商务绩效的工具、方法和技术的统称。企业利用现代信息技术对企业经营过程中产生的大量结构化和非结构化数据。从技术层面上讲，商务智能是数据仓库、数据挖掘、在线分析处理（on-line analytical processing，OLAP）、决策支持系统（decision support system，DSS）、数据采集和迁移、网络、图形用户界面（graphical user interface，GUI）技术、统计学、人工智能、知识发现技术等理论及技术的综合运用。图中所示为商务智能体系结构。



商务智能体系结构示意图

起源　商务智能所涉及的技术与应用，在高德纳集团（Gartner Group）命名之前就有，起初被称为领导信息系统（executive information system，EIS），在羽化成商务智能之前叫决策支持系统。

基本处理过程　商务智能的核心内容是从来自企业不同的业务处理系统的数据中，提取出有用的数据，进行清理以保证数据的正确性；然后经过抽取（extraction）、转换（transformation）和装载（load），即ETL过程，整合到一个企业级的数据仓库里，从而得到企业信息的一个全局视图；在此基础上利用合适的查询和分析工具、数据挖掘工具等对数据仓库里的数据进行分析和处理，形成信息，甚至进一步把信息提炼出辅助决策的知识，最后把知识呈现给管理者，为管理者的决策过程提供支持。

核心技术　商务智能系统的主要基础是在前几年逐渐成熟的数据仓库、数据挖掘和在线分析处理技术。其三大核心技术之间的关系为：①数据仓库是前提和基础，负责统一数据规则的处理和存储；②OLAP是操作，侧重显性知识处理和分析；③数据挖掘是发现，侧重于隐性知识发掘和利用。

体系结构　商务智能的完整体系结构如图所示。根据数据的不同形态，整个体系被划分为四个大的层面。从数据源经过ETL过程加载到中央数据仓库，再从数据仓库经过分类加工放到数据集市，进一步将数据集市中的数据存放到多维数据库中，均属于数据组织层面（数据整合和数据存储）。从中间层到终端用户或从多维数据库到终端用户属于前端应用层面。贯穿整个体系数据处理环节的，是系统的流程调度控制和元数据管理。

参考书目

赵卫东．商务智能．北京：清华大学出版社，2009.

shebei zhuangtai keshihua

设备状态可视化　（equipment state visualization）

见变电站自动化系统智能化应用功能。

shepin shibie jishu

射频识别技术　（radio frequency identification technology，RFID）　非接触的自动识别技术，又称电子标签、无线射频识别。射频识别技术利用射频信号或空间耦合（电感或电感耦合）的传输特性，通过无线电信号识别特定目标并读写相关数据，实现对物体或者商品的自动识别，而无需识别系统与特定目标之间建立机械或光学接触。

射频识别技术的识别工作无需人工干预，与其他自动识别技术（如条形码技术、光学识别和生物识别技术等）相比，具有抗干扰能力强、信息量大、非视觉范围读写和寿命长等特点，可工作于各种恶劣环境。同时，射频识别技术可识别高速运动物体并可同时识别多个标签。

工作原理　标签进入磁场后，接收阅读器发出的射频信号，凭借感应电流所获得的能量发送出存储在芯片中的产品信息（passive tag，无源标签或被动标签），或者由标签主动发送某一频率的信号（active tag，有源标签或主动标签）；阅读器读取信息并解码后，送至中央信息系统进行有关数据处理。

按阅读器及电子标签之间的通信及能量感应方式可分为感应耦合（inductive coupling）及后向散射耦合（backscatter coupling）两种，一般低频的射频识别技术大都采用第一种方式，而较高频大多采用第二种方式。

组成　射频识别系统一般由阅读器（或询问器）、标签（或应答器）和数据处理终端组成。

阅读器（reader）　阅读器是用来读取（或写入）标签信息的设备，通常由天线、射频收发器、模/数、数/模转换接口、数字处理与协议控制等部分构成，可设计为手持式或固定式。阅读器发射无线电电磁波为被识别的标签提供可整流能量，并与之交换数据，担当标签与数据处理终端之间的通信桥梁。

阅读器根据使用的结构和技术不同可以是读或读/写装置，是射频识别技术系统信息控制和处理中心。阅读器通常由耦合模块、收发模块、控制模块和接口单元组成。阅读器和应答器之间一般采用半双工通信方式进行信息交换，同时阅读器通过耦合给无源应答器提供能量和时序。在实际应用中，可进一步通过Ethernet或WLAN等实现对物体识别信息的采集、处理及远程传送等管理功能。

标签（tag）　标签是信息载体，包括物品的标号、属性和状态等内容，标签由耦合元件（线圈、耦合天线等）及芯片组成，每个标签具有唯一的电子编码，附着在物体上标识目标对象。射频识别技术的标签分为被动、半被动（也称作半主动）、主动三类。

（1）被动式标签。被动式标签没有内部供电电源。其内部集成电路通过接收到的电磁波进行驱动，这些电磁波是由RFID读取器发出的。当标签接收到足够强度的讯号时，可以向读取器发出数据。这些数据不仅包括ID号（全球唯一标识ID），还可以包括预先存在于标签内EEPROM中的数据。

（2）半被动式标签。一般而言，被动式标签的天线有两个任务：①接收读取器所发出的电磁波，藉以驱动标签IC。②标签回传信号时，需要靠天线的阻抗作切换，才能产生0与1的变化。如需要好的回传效率，天线阻抗必须设计为“开路与短路”，但会造成信号完全反射，无法被标签IC接收。半主动式标签为了解决此问题，增加了一个小型电池，电力恰好可以驱动标签IC，使得IC处于工作的状态。天线将不承担接收电磁波的任务，充分作为回传信号之用。与被动式标签相比，半主动式标签有更快的反应速度和效率。

（3）主动式标签。与被动式和半被动式不同的是，主动式标签本身具有内部电源供应器，用以供应内部IC所需电源以产生对外的讯号。即主动式标签拥有较长的读取距离和较大的存储容量，用来储存读取器所传送来的一些附加信息。

数据处理终端（data processing）见数据终端设备。

分类　依据射频识别系统中电磁场能量存在的方式不同，可以将射频识别系统分为近场耦合（near field coupling，NFC）和远场耦合（RFC）系统。前者通过标签与阅读器之间的电感耦合实现能量传递与数据交换；后者由阅读器发送射频信号，标签调制天线以背向散射调制（BSM）电磁波方式交换数据。典型的近场耦合系统通信距离为厘米级，工作频率为125/135kHz或13.56MHz。远场耦合系统通信距离可达米级，工作频率为433MHz、860～960MHz、2.4GHz或5.8GHz。

shibu jielie zhuangzhi

失步解列装置　（out-of-step splitting device）　见电力系统自动解列装置。

shijian jidianqi

时间继电器 (time relay) 当加入或去除输入的动作信号后，其输出电路需经过规定的准备时间才产生跳跃式变化（或触头动作）的一种保护继电器。时间继电器用于继电保护装置或自动控制回路中建立所需要的时限。

时间继电器是继电保护装置及电气自动装置的逻辑回路中广泛应用的一种基本元件。

shijian tongbu

时间同步 (time synchronization) 见变电站自动化系统基本应用功能。

shijian xulie shujuku

时间序列数据库 (time series database) 用于处理带时间标签数据的数据库管理系统。这类数据按照时间的顺序变化，该变化通过时标来区分，故称时间序列数据。该类数据在调度自动化领域主要指电网运行中的动态数据。时间序列数据的特点是产生频率快、每一条数据均要求对应唯一的时标，另外这类数据测点多、信息量大。此时，建立在关系模型上的关系数据库已不再适用。时间序列数据库能对海量数据进行快速存储、高效检索、方便访问，单个数据库支持的测点个数不小于5万个；单个数据库数据提交速度不小于100万事件/秒；数据查询速度不小于200万事件/秒。

分类 其应用包括时间序列实时库和时间序列历史库，分别用于管理时间序列的实时数据和历史数据。

时间序列实时库 基本要求：①快速性，即能对海量数据快速存储。②支持分布式体系架构和跨平台运行。③支持4字节质量码存储（质量码应作为数据的属性同时存储）。④提供丰富、易用的开发接口。⑤支持多连接、多线程访问。

时间序列历史库 基本要求：①数据海量要求，即能长期存储和管理多测点（达10万个）长存储周期（不少于90天，记录密度达10ms）的海量数据。②压缩存储保真要求，主站保存的数据与子站上传的数据的精度应保持一致。③历史数据补齐功能，子站通信异常恢复后，可根据选择将数据补入历史数据库。

接口 包括本地访问和网络访问接口。有数据库连接、数据点定义、数据点删除、读单点数据（按时间范围）、写单点数据（按时间范围）、删除指定时间范围的单点数据和数据库关闭等功能。

功能 海量数据的高I/O吞吐；数据（无损和有损）压缩存储；快速查询，单测点1h数据查询时间不大于100ms；可进行事故反演和场景回放的特征化断面查询；有完整的开发工具和良好的可编程接口；具备数据库备份保存、在线恢复管理；灾难防护和灾难恢复；公用信息模型（common information model，CIM）支持；可缩放矢量图（scalable vector graphics，SVG）标准支持等。

shishi jiankong yu yujinglei yingyong

实时监控与预警类应用 (applications for real time supervisory control and early-warning) 见智能电网调度技术支持系统。

shishi shujuku

实时数据库 (real-time database) 满足实时控制和实时数据采集等高实时性应用要求的数据库管理系统。实时数据库是将数据库技术和实时处理技术相结合开发出来的。调度自动化系统使用实时数据库存放监视和控制用的实时数据，包括监控与数据采集（supervisory control and data acquisition，SCADA）系统处理的遥测、遥信、遥控、遥调、电量等的实时数据和状态信息（数据质量），计算值的实时数据，非遥测量的人工输入数据，同步相量测量装置（phasor measurement unit，PMU）的实时相量数据等。

主要特点 满足实时性要求，包括数据实时性和事务实时性。数据实时性是指适应现场输入/输出（I/O）数据的更新周期，事务实时性是指数据库对其事务处理的速度满足应用要求。实时数据库可以通过事件触发或定时触发方式来触发数据访问。事件触发是该事件一旦发生可以立刻获得调度权并被立即处理，但事件触发比较消耗系统资源；而定时触发是在一个事先确定的时间范围内获得调度权。作为一个完整的实时数据库，从系统的稳定性和实时性而言，必须同时提供两种调度方式。

设计原则 实时数据库在结构设计上应遵循“面向设备、基于公用信息模型（common information model，CIM）、实现关系、重在效率”的设计原则。提高实时数据库存取访问速度的一个常用方法是数据库常驻内存，优化存取路径，将数据库映射到应用软件数据区，使应用软件能像使用一般变量那样使用其中的数据。

主要功能 包括数据下装、数据存储、数据维护、数据验证、数据浏览、数据访问、数据同步、数据复制、数据卸载和装载等。①数据下装。原始的数据模型存于关系数据库中，将关系数据库中的数据下装到各应用服务器的实时数据库中，为其他客户端提供数据访问服务。②数据存储。在实时数据库的内存缓冲区保存系统的模型数据和实时数据。③数据维护。在线监视、增减和修改实时数据库内的各种数据。④数据验证。校验模型数据的数据结构和参数，建立两者之间的关联，建立不同实时数据库实体之间对应物理量的映射关系。⑤数据浏览。对本机或其他节点的实时数据库中的各种数据进行浏览。⑥数据访问。对实时数据库的查询、增加、删除、修改等操作。访问接口包括按应用名（号）形式、表名（号）形式、结构化查询语言（structured query language，SQL）形式等。实时数据库提供多种机制，保护实时数据访问的安全。⑦数据同步。根据实际电网模型，在商用数据库和实时数据库中生成和实际电网一致的模型数据；当模型变化时，保持模型数据的同步更改和维护的完整性、一致性。⑧数据复制。把实时数据库中某个应用的部分或者全部表从一个计算机节点复制到另外一个计算机节点上，或者在同一计算机节点上将某个应用的表从一个态复制到另外一个态。⑨数据卸载和装载。把实时库中某个表的全部数据卸载到数据文件中，或者反过来把数据文件重新装载到原来的数据表中。

应用要求 实时数据库应能支持多应用。可以根据不同应用的属性从关系数据库形成不同的电网模型，也可以根据不同应用将同一数据模式形成多份数据库实体，还可以复制电网模型相同的应用的数据实体。实时数据库还应能支持数

据的多态，即建立多个实时数据库实体来满足不同态（实时态、反演态、研究态、测试态等）下网络模型、运行方式各不相同的要求，不同态之间的数据是独立的，数据更新时互不干扰。

shichang yunying jigou

市场运营机构 （market operator） 负责电力交易市场运作的机构。市场运作包括交易组织与交易计划制订、计量与结算、市场信息发布与管理等。市场运营机构的主要功能是完成各类电力交易，不同市场运营机构实现不同种类的市场交易，如现货交易、期货交易及平衡调节市场交易等。该功能与电力系统调度运行密切相关，即与系统运行机构密不可分。市场运营机构通常需要通过电力市场运营系统来进行电力交易管理。

系统运行机构　负责电力系统的调度和管理，保证系统安全可靠，通过实时市场的平衡机制来确保短期电力质量和电力供需平衡。通常市场运营机构与系统运行机构分开设置，相对独立运行。市场运营机构和系统运行机构通过相互交换交易信息和协调运行，共同推动电力交易的完成。在市场管理方式上有独立系统调度机构（independent system operator，ISO）与市场运营机构（market operator，MO）分离运行，也有ISO与MO合为一体，市场运营商兼具交易和调度的双重功能。

电力市场运营系统　由一整套计算机软件和硬件系统组成的分析系统，为电力市场的数据申报、交易、结算、合同管理、市场分析和信息发布等运作环节提供技术支持，电力市场运营系统又称为电力市场技术支持系统。系统主要由电厂报价系统、交易管理系统、结算系统、仿真系统、监管系统等构成，完成竞价与交易计算、合同管理、阻塞调度、负荷预测、安全分析、结算，以及系统仿真和市场监管等功能。

电力市场运营系统的功能和管理方式针对不同市场、不同系统有所不同。总体来说可以归纳为两类，一类单指实现电力交易的应用系统，如交易管理系统（business management system），与原有的调度自动化系统以及相关控制和管理系统并列；另一类则支持一体化的思想，将所有与电力市场运作和管理相关的系统，如能量管理系统（energy management system，EMS）、电能量计量系统（tele metering system，TMS）、调度管理信息系统（dispatching management information system，DMIS）以及水调自动化系统等，统一归纳为电力市场运营系统的组成部分，与电力交易系统合称为电力市场运营系统。

shigu guofuhe nengli

事故过负荷能力 （overload capability in emergency） 电力系统的主要电气设备（如发电机、同步调相机、变压器、输电线路等）在系统发生事故时，担负超过设备额定容量运行的能力。电力系统正常运行时，不允许设备所带负荷超过其额定容量。系统发生事故时，允许在一定时间内超过额定容量运行，以防止事故扩大。过负荷能力以设备额定容量的百分值（或倍数）和相应的允许过负荷持续时间来表示。

发电机或同步调相机事故过负荷能力　以制造厂的规定为准。制造厂无规定时，则按试验和运行实践确定。在事故情况下，允许发电机的定子绕组在短时内过负荷运行，同时也允许转子绕组有相应的过负荷。当制造厂无规定时，空气冷却和氢气表面冷却的发电机过负荷能力可参照下表。

空气冷却和氢气表面冷却发电机过负荷能力

定子绕组短时过负荷（电流/额定电流）	1.1	1.12	1.15	1.25	1.5
持续时间（min）	60	30	15	5	2

变压器事故过负荷能力　按照不同的冷却方式和环境温度规定事故过负荷能力。2010年中国国家能源局颁布的行业标准DL/T 572—2010《电力变压器运行规程》中，将变压器分为配电变压器、中型电力变压器、大型电力变压器三类，并按正常周期性负载、长期急救周期性负载、短期急救负载分别规定了变压器负载电流和温度的限值。正常周期性负载在负载周期中，某段时间环境温度较高或超过额定电流，但可以由其他时间内环境温度较低，或低于额定电流所补偿。长期急救周期性负载要求变压器长时间在环境温度较高，或超过额定电流下运行。短期急救负载要求变压器短时间大幅度超额定电流运行。

输电线路事故过负荷能力　由导线允许的最高温升决定。导线温升随气象条件（气温、风速）和导线种类而异。输电线的热容量很小，若超过允许过负荷时间运行，将使导线弧垂加大，在交叉跨越处对其他线路或物体（如输电线路下的房屋、树木等）放电甚至搭接，发生接地、相间短路、导线熔断等故障。地下电力电缆线路，电缆内的导体由绝缘层包裹。为了防止导体温升造成绝缘恶化，规定不同型号电缆其导体有不同的最高允许温度，运行中应按制造厂的规定执行。

参考书目

周立红．电力系统运行．北京：中国水利水电出版社，2005.

shigu zhuiyi

事故追忆 （post disturbance review） 见变电站自动化系统基本应用功能。

shigu zonghe fenxi

事故综合分析 （comprehensive fault analysis） 见变电站自动化系统智能化应用功能。

shijian shunxu jilu

事件顺序记录 （sequence of event） 见变电站测量与控制技术。

shipin huiyi xitong

视频会议系统 （video conference system） 使用二进制数字流来完成两个及两个以上会议室音视频的发射、传输、接收和播放的系统。视频会议系统将两个或两个以上不同地方的个人或群体，通过网络和多媒体设备，将声音、影像及文件资料互传，实现即时互动的沟通，实现会议的目的，又称会议电视系统。

分类 视频会议系统可分为软件视频会议系统和硬件视频会议系统。

软件视频会议系统 基于个人计算机架构的视频通信方式，主要依靠中央处理器（central processing unit，CPU）处理音频和视频的编解码等工作。其最大的特点是廉价，且开放性好，软件集成方便，但在稳定性、可靠性方面还有待提高。

硬件视频会议系统 基于嵌入式架构的视频通信方式，依靠数字信号处理器和嵌入式软件实现视音频处理、网络通信和各项会议功能。其最大的特点是性能高、可靠性好，大部分中高端视频会议应用中都采用了硬件方式。以下主要介绍硬件视频会议系统。

系统组成 硬件视频会议系统主要由多点控制单元（multi control unit，MCU）、视频会议终端、传输网络和附属设备组成。软件视频会议系统的原理与硬件视频会议系统基本相同，不同之处在于其MCU和终端都是利用高性能的个人计算机或服务器结合软件来实现。

多点控制单元 多点控制单元是多点视频会议系统的关键设备，相当于一台交换机，将来自各会议场点的信息流经过同步分离后，抽取出音频、视频、数据等信息和信令，再送入同一种处理模块，完成音频和视频的混合或切换、数据的广播和路由选择、定时和会议控制等过程，最后将各会议场点所需的各种信息重新组合起来送往各视频会议终端。

视频会议终端 主要完成音频和视频信号的采集、编辑、显示或输出、压缩编码和解码，并将符合国际标准的压缩码流经线路接口送入信道或从信道中读出。此外，它还需要完成呼叫、同步、密钥传送与管理等控制内容。

传输网络 主要指基于电路交换和基于包交换的宽带网络。

附属设备 根据应用需求，通常包括摄像机、麦克风、电视、投影仪、扩音器等。

标准 国际电信联盟电信标准化部（ITU Telecommunication Standardization Sector，ITU-T）制定了两个适用于视频会议的标准，即基于电路交换的H.320协议和基于包交换网络的H.323协议。

H.320协议 制定于1990年，针对速率为56kbit/s～2Mbit/s的电路交换网络。由于电路交换网络的特点是面向连接、传输速率和时延稳定、时延小、误码率低，所以视频会议的质量容易得到保证；其缺点是必须进行点到点的永久连接，带宽利用率低，开放性较差，设置连接不方便。

H.323协议 制定于1996年，涵盖了音频、视频和数据在IP网络上的通信，解决了视频会议中呼叫与会话控制、多媒体与带宽管理等问题，是应用较为广泛的协议标准。

发展趋势 在高清编码/解码技术产生之前，视频会议数据是基于通用中间格式（common intermediate format，CIF，352×288像素）进行编码。H.264已成为高清DVD（HD-DVD）以及广播、有线、视频会议和消费电子产品的强制标准，该标准通过比较低的数据传输率提供高质量画面。

随着网络传输速率的不断提高，许多视频会议系统可提供分辨率1920×1080或更高的超高清视频服务。

参考书目

段震寰，刘三久．多媒体会议系统设计技术与应用．北京：中国建筑工业出版社，2009.

shipin jianshi xitong

视频监视系统 （video surveillance system）

利用视频技术探测、监视设防区域并实时显示、记录现场图像的电子系统，又称为视频监控系统。它通过遥控摄像机及其辅助设备（镜头、云台等）观看被监视场所的情况，把被监视场所的图像、声音内容同步传送到监控中心，使被监视场所的情况一目了然。另外，视频监视系统可以把全部或部分的图像记录下来，为日后对所监视到事件的处理提供重要依据。

视频监控系统的发展可分为第一代模拟视频监控系统、第二代基于“PC＋多媒体卡”的数字视频监控系统和第三代网络视频监控系统。

（1）在20世纪90年代初以前，视频监控系统主要是以模拟设备为主的闭路电视（closed circuit television，CCTV）监控系统，称为第一代模拟视频监控系统。其图像信息采用专用同轴电缆传输，主要应用于小范围内的监控，如图1所示。



图1 模拟视频监控系统

（2）第二代数字视频监控系统是以数字硬盘录像机（digital video recorder，DVR）为核心方案，如图2所示。由于DVR产品没有统一的标准，所以这一代系统是非标准封闭系统，DVR系统存在较大的局限性。

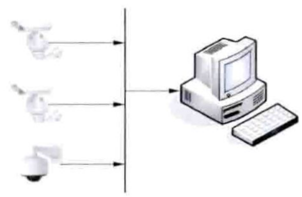


图2 数字视频监控系统

（3）第三代网络视频监控系统基于网络视频服务器（digital video server，DVS），是完全数字化的系统，如图3所示。它的特点是：①基于标准的TCP/IP协议，能够通过局域网/无线网/互联网传输，布控区域大大超过了前两代系统。②采用开放式架构，可与门禁、报警、巡更、语音、管理信息系统等系统无缝集成。③基于嵌入式技术，性能稳定，无需专人管理。④由于具有较强的简易性、灵活性，可使监控场景实现任意组合，任意调用。

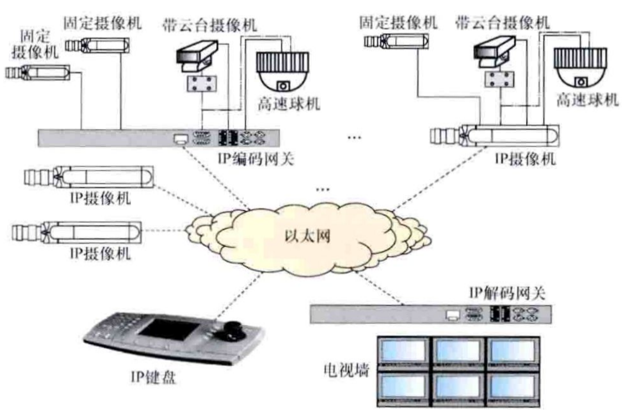


图3 网络视频监控系统

视频监视系统在时空布局上能够做到全时段、全方位、全天候；在防范控制上能够做到直观动态、实时精准；在信息管理上能够做到联网传输、信息共享和海量存储；在应用上能够做到智能分析自动比对、自动报警等，是传统的人防、物防手段所不具备的。建立以视频监视系统为主的技术防控体系，完善其运行管理机制，将在最大程度上弥补人防、物防体系的不足。

视频监视系统在电力系统生产、营销、调度、综合管理等各环节运用广泛，各单位通过视频监视系统可实现对电力系统中设备、线路及周边环境等生产、经营要素的监视。

参考书目

罗世伟．视频监控系统原理及维护．北京：电子工业出版社，2007.

刘富强．数字视频监控系统开发及应用．北京：机械工业出版社，2003.

shudian nengli

输电能力（transfer capability） 在电力系统之间，或在电力系统中从一个局部系统（或发电厂）到另一个局部系统（或变电站）之间的输电系统在规定工作条件下容许的最大送电功率（一般按受电端计）。如果该输电系统是一回送电线路时，输电能力即等于该线路容许的最大送电功率；如果该输电系统是由多回线路（包括不同电压等级或不同导线截面的线路）所组成，或者有中间系统接入时，输电能力指容许的综合最大送电功率。为了保证电力系统安全运行和获得大功率传输的收益，在电力系统规划和运行中应当计算输电能力，以便传送的功率不超过其传输能力。

对于交直流并联运行系统，由于交流系统与直流系统相互支持，直流调制功能能够充分发挥作用，可以获得比交直流分列运行更高的输电能力。

影响因素　主要有送受端之间输电系统的电压等级，送电距离，电力网结构，线路回数，导线分裂根数和截面，电力设备额定容量，受端电网的受电能力以及电力系统安全稳定水平和标准等。表1中列出与各种交流输电电压等级相适应的单回线输电功率和输送距离的经验数据。电力网结构越紧密（线路回数越多，中间有开关站或变电站，或者有中间系统接入），线路导线的分裂根数越多、截面越大，以及系统的稳定水平越高，则输电能力越大；反之则越小。

输电能力校验　为了使所设计输电系统的输电能力能满足送电任务的需要，又使建设投资和运行费用最经济，应对选定的交流输电系统方案进行经济输电能力、热稳定极限输电能力、电压降容许输电能力、系统稳定性输电能力、可用输电能力、自然功率等的校验计算，确认容许的输电能力。

表1　与各种交流电压等级相适应的单回线输送功率和输送距离

额定电压(kV)	输送功率(MW)	输送距离(km)	额定电压(kV)	输送功率(MW)	输送距离(km)
3	0.1～1	3～1	110	10～50	150～50
6	0.1～1.2	15～4	220	50～200	300～100
10	0.2～2	20～6	330	250～500	1000～200
20	0.4～4	40～12	500	500～1500	1500～150
35	2～10	50～20	750	1500～2000	1700～500
66	3～30	100～30	1000	2000～6000	800以上

（1）经济输电能力。输电系统正常最大运行方式时的最大送电功率，此时通过导线的电流密度应等于经济电流密度。单回线路的经济输电能力可由式$W_e=\sqrt{3}U_N sI_j n$求得，式中W_e为经济输电能力，kV·A；U_N为线路额定电压，kV；s为每根导线的截面积，mm^2；I_j为经济电流密度，A/mm^2，中国现行的导线经济电流密度列于表2；n为导线分裂根数。对运行中的输电系统，可用这种方法来校验是否处于经济运行状态；对于规划设计中的输电系统，可用来初步选择系统方案和导线规范。

表2　导线经济电流密度（A/mm^2）

导线材料	最大负荷利用小时（h）		
	3000以下	3000～5000	5000以上
铝	1.65	1.15	0.90
铜	3.00	2.25	1.75

（2）热稳定极限输电能力。输电系统各并列运行的回路达到允许持续载流量时的综合最大送电功率，单回线路可用$W_{max}=\sqrt{3}U_N I_{max}nc$来算得，式中$W_{max}$为极限输电能力，MV·A；$I_{max}$为每根导线在周围空气温度为25℃时的允许持续载流量，kA；n为导线分裂根数；c为温度修正系数，见表3。

表3　周围空气温度修正系数

周围空气温度（℃）	10	15	20	25	30	35	40
修正系数c	1.15	1.11	1.05	1.0	0.94	0.88	0.81

（3）电压降容许输电能力。根据最大允许的线路电压降所确定的输电系统最大送电功率。如果忽略电压降的横分量，单回线路的允许输电能力可用$P=\Delta U(\%)U_N^2/[(r_0+x_0\tan\varphi)l\times 100]$求得，式中$P$为允许输电能力，MW；$\Delta U(\%)$为最大允许电压降，%；$l$为线路长度，km；$r_0$和$x_0$为线路单位长度的电阻和电抗，Ω/km；$\varphi$为线路受端功率因数角。这种输电能力可用以检验运行中线路或规划设计中的较长线路的电压等级和导线规范是否满足正常和故障运行方式所规定的电压水平，判断是否需要采取调压措施或提高电压等级。

（4）系统稳定性输电能力。根据系统静态和暂态功角/电压稳定性所确定的极限输电能力，并计及相应的储备系数（见电力系统稳定）。

（5）可用输电能力。在现有的输电合同基础上，实际物理输电网络中剩余的、可用于商业使用的传输容量。在电力市场环境下，电力网输电能力问题不再是原先意义下简单的区域功率交换能力，而是基于已有输电合同，在保证系统安全可靠运行条件下的区域间或点对点之间可能增加的功率传输量。可用输电能力可以表示为$ATC=TTC-TRM-CBM-ETC$，式中ATC（available transfer capability，ATC）为可用输电能力；TTC（total transfer capability）是系统在满足各种安全性与可靠性要求下的输电能力；TRM（transmission reliability margin）是输电可靠裕度，它反映系统内的不确定性因素对输电能力的影响；ETC（existing transmission commitment）是现有输电协议所占用的输电容量；CBM（capability benefit margin）是容量效益裕度，它反映为保证ETC中不可撤销输电服务顺利执行时输电网络应当保留的输电能力。

（6）自然功率。有限长度单回线路末端连接的负荷阻抗等于波阻抗时的最大送电功率。该线路为无损耗，末端电压等于额定电压时，自然功率 $S_N = U_N^2 / Z_c$，式中 Z_c 为波阻抗，Ω。单回线路的自然功率见表 4。

提高输电能力的措施　提高电网输电能力的措施有多种：①科学规划网络拓扑结构，构建强壮的电网。②采用大截面导线和耐热导线技术，提高线路热容量，提高导线允许最高温度，从而提高线路的热稳定极限和正常输送能力。③提高自然功率。主要手段是减小线路波阻抗，可采用的技术主要为分裂导线、紧凑型输电技术。常规紧凑型线路一般可提高自然功率 30%，而高自然功率紧凑型线路可提高 2 倍以上。④采用灵活交流输电技术，如串联电容补偿和可控串联补偿等改善系统稳定性，提高输送容量。⑤改善电力系统继电保护性能，提高其快速性。⑥采用超导输电、多相输电、低频输电和交流改直流等输电技术；⑦增强受端电网的受电能力；⑧进行直流调制控制，改善交直流输电系统运行性能，提高交流联网线路送电容量；⑨采用特高压电压等级输电，包括交流和直流；⑩实施输电线路实时动态增容等。

表 4　单回线路自然功率

电压等级 (kV)	导线分裂根数	波阻抗 (Ω)	自然功率 (MW)
110	1	380	32
220	1	380	127
	2	340	142
330	2	310	353
500	4	270	925
750	4	260	2160
1000	8	229	4369

shudianwang dianya tiaozheng

输电网电压调整

（voltage regulation of transmission network）　为使输电网电压的波动保持在允许偏差范围内而对电网电压和无功功率采取的控制措施。电压调整的目的是保证电网电压质量，保证电网的安全、优质、经济运行，提高系统的电压稳定性，提高发输电设备的利用率，降低有功网损和减少发电费用。输电网，特别是 220kV 及以上电压等级的输电网，一般是电力系统的主干网络，其运行电压关系到系统内各级电压网络的供电电压质量及电力系统的稳定。因此，有必要调整输电网电压，使其符合规定值。输电网电压调整的基础是：按电压分层，按电网分区，实现无功功率就地平衡以及无功功率补偿优化（见电力系统电压特性）。

正常运行时，电压变化主要是由负荷的变化而引起。高峰负荷时输送功率大，电压损耗也大，运行电压低；低谷负荷时输送功率小，电压损耗也小，运行电压高。此外，电力系统运行方式的改变和输电网功率分布的改变均会引起电压的变化。电压调整要考虑不同电压等级的运行电压变化范围，采用不同调整方式和方法。

运行电压变化范围　中国 GB/T 156—2007《标准电压》对电气设备标称电压和最高电压做出了规定，见表 1。

中国 GB/T 12325—2008《电能质量　供电电压允许偏差》对供电电压相对额定电压的允许偏差做出了规定，见表 2。

表 1　电气设备标称电压和允许的最高电压

电气设备标称电压 (kV)	3	6	10 (20)	35	66	110	220	330	500	750	1000
电气设备最高电压 (kV)	3.6	7.2	12 (24)	40.5	72.5	126 (123)	252 (245)	363	550	800	1100

表 2　供电电压允许偏差

额定电压	35kV 及以上	20kV 及以下三相供电电压	220V 单相供电电压
允许偏差	正负偏差绝对值之和≤10%	±7%	+7%，−10%

中国对发电厂和变电站的 500（330）、220、110～35、10（6）kV 母线的允许电压偏差做了规定，其中对 500（330）kV 母线的允许电压偏差规定为："正常运行方式时，最高运行电压不得超过系统额定电压的 +110%；最低运行电压不应影响电力系统同步稳定、电压稳定、厂用电的正常使用及下一级电压的调节。向空载线路充电，在暂态过程衰减后线路末端电压不应超过系统额定电压的 1.15 倍，持续时间不应大于 20min"。对 1000kV 交流系统的允许电压偏差的规定："1000kV 母线最高运行电压不得超过系统标称电压的 1.1 倍，最低运行电压不应影响电力系统功角稳定、电压稳定、厂用电的正常使用及下一级电压的调节。向空载线路充电，在暂态过程衰减后 1000kV 线路末端电压不应超过系统标称电压的 1.15 倍，持续时间根据设备技术规范和系统运行条件研究确定。直接接入 1000kV 交流系统的发电厂 1000kV 母线和 1000kV 变电站的 500kV 母线：正常运行方式时，电压允许偏差为系统标称电压的 0～+10%；事故运行方式时电压允许偏差为系统标称电压的 −5%～+10%"。

在实际运行中，电力系统各级调度部门根据有关标准给每个电压中枢点和电压监测点的电压变动范围都做出了具体规定（即电压曲线）。

电压调整方式和方法　电压和无功功率的调整方式可分为分散调整和集中调整两种：输电网中各中枢点电压由各有关发电厂或变电站各自加以控制和调整，使其运行电压在规定的范围内，为电压分散调整；中枢点电压由个别发电厂或变电站为中心进行控制和调整，以保证各中枢点电压在规定的范围内，则为电压集中调整。根据调整电压的原则，又可将调整方式分为逆调压、常调压和顺调压三种。电压调整方法主要有：①利用接入 220kV 及以上电网的大容量发电机；②利用装设在电压中枢点变电站内的调相机和无功补偿电容器组；③应用投切并联电抗器；④在电网受端装设静电电容器；⑤改变变压器分接开关位置或在运行中调整有载调压变压器的分接开关位置；⑥采用加压调压变压器；⑦改变电网的运行接线方式和电网的功率分布。

shudian xitong kekaoxing

输电系统可靠性

（transmission system reliability）　从所有电源点输送电力到所有供电点的系统按可接受标准及期望数量满足供电点电力和电量需求的能力。这里输电系统一般是指 220kV 及以上的超/特高压交流输电网。它由大容量输变电设施［变压器（见图 1）、开关设备、输电线



图 1　特高压升压变压器



图 2　同塔双回紧凑型输电线路

路（见图2）、互感器、避雷器等］组成，网络结构比较复杂。研究输电系统可靠性时，假定发电系统和配电系统均运行正常并能满足供电需要，在输电元件发生计划及非计划停运时，对输电系统满足供电需求的充裕度及安全性进行评估。充裕度可用负荷供应能力来度量，而安全性则可用输电系统对规定的严重事件承受能力来度量。

输电系统的可靠性计算比发电系统可靠性计算复杂和困难得多，这是由于以下两方面原因造成的：

（1）输电系统的充裕度必须经潮流或稳定计算求得，而且电力潮流的分布和电压水平与系统元件的可用率及运行方式有关。

（2）组成输电系统的元件多，运行状态复杂，且必须考虑其拓扑结构的影响，输电系统的覆盖面广，各种多重的故障状态的组合量又非常多，因此一个实际的大输电系统的可靠性计算工作量非常大，必须设法减少状态数，即选取一部分影响较大的状态而舍弃影响较小的状态。即使采取了上述措施，仍需要复杂的状态模型、大容量的计算机和相应的软件以求得概率性指标。因而有些国家仍使用只考虑单重或双重故障的确定性准则和指标来评价输电系统的可靠性，有些国家则考虑多重随机故障的概率指标。

输电系统可靠性计算步骤　可归纳为选择系统状态、检验系统承受能力两个步骤。

（1）选择一种或几种基本情况。这些基本情况应当是相当于系统最严重的运行情况并且是综合了规划和运行人员的经验。这些基本情况的负荷条件、发电调度和网络结构应是不同的。选择状态的方法可以是确定性的，如广泛采用的$N-1$和$N-2$准则；也可以是随机性抽样，如蒙特卡洛模拟法。

（2）对选定的各种基本情况，检验在一系列的发电或输电事件中系统的承受能力：①流经系统各元件的潮流应保持在允许限度之内。通常是静态下的最大允许值（一般为热容量极限，有时包括稳定极限）或事故情况下允许短时过负荷值。②网络节点的电压变化应保持在允许限度之内，视额定电压的不同，其变化范围为90%～110%额定电压。

在评估现代大电力系统可靠性中，输电系统经常与发电系统一起作为大电力系统或发输电合成系统（见发输电系统可靠性）来进行评估。

输电系统可靠性的确定性准则　（deterministic criteria of transmission system reliability）校核输电系统可靠性所采用的一系列制约事件或条件。主要有$N-1$准则、$N-2$准则和其他准则等三类。

N－1准则　各国最广泛采用的输电系统充裕度准则。在这项准则中模拟失去一个网络元件（线路、变压器等，有时还考虑无功补偿设备）或一台发电机。大多数国家的$N-1$准则中只考虑失去一个网络元件，只有少数国家考虑发电机停运。

N－2准则　模拟失去两个系统元件，即失去两个网络元件或一个网络元件和一个发电元件。这个准则没有$N-1$准则应用得广泛，因为两个元件同时发生故障的概率是较小的。一些国家在模拟$N-2$准则时采用与$N-1$准则相同的检验基本情况，也有些国家还考虑一些对系统有严重影响的特殊双重事件，例如，两条主要线路相继跳闸，在采取按频率降低自动减负荷后能否防止系统崩溃，连接核电厂至系统的双回线或两条线路同时跳闸的严重情况等。

其他准则　除$N-1$和$N-2$两种主要准则外，有些国家还制定了考虑更严重情况的准则，如：①失去一组母线及其相应的线路；②可靠性准则一般不考虑的，但发生后会造成系统重大事故的多重故障和连锁跳闸。这两种情况很难通过改进网络结构解决，主要依靠提高运行水平和装设安全自动装置来防止系统崩溃，如保持足够的无功备用、远方切负荷或速切负荷、有计划的解列、切机或快速关闭主汽门和电气制动等措施。

各国采用的输电系统规划可靠性准则　表1中所示为一些国家在输电系统规划中所使用的可靠性准则。

表 1　一些国家的输电系统规划可靠性准则

所属地区/国家	电网（公司）名称	历史最高负荷（MW）	电网可靠性准则	造成负荷损失的输电网事故数
亚太/中国	华东电网	166 059	$N-1$	0
	南方电网	118 000	$N-1$	0
	台湾电力	33 023	$N-1$	N/A**
北美/美国	PJM	144 644	$N-0$、$N-1$、$N-2$和极端事故的多层级准则	0.8*
	MISO	116 030		0.4*
	ERCOT	65 700		1*
欧洲/法国	RTE	96 710	$N-1$、$N-2$	N/A**
欧洲/英国	NG	60 000	$N-2$	1
欧洲/西班牙	REE	44 876	$N-1$、$N-2$	N/A**
亚太/澳大利亚	AEMO	35 779	$N-1$	1

*　采用5年平均值。
**　未获得该数据（not available）。

输电系统的安全性评估　（transmission system security evaluation）由于问题性质的复杂性，用概率法来评估安全性是极为困难的，因此这类准则大多是确定性的。采用的评

估方法包括检验系统承受一系列对它产生危险影响的事件的能力，及系统不能承受某种特定事件时必须采取的措施。

输电系统安全性评估主要考虑的是电力系统稳定问题。对远距离输送大容量电力的国家，系统的稳定问题至关重要，如澳大利亚、加拿大、中国、北欧国家、美国和日本等。表 2 中示出这些国家稳定准则中所考虑的事件。

表 2　一些国家稳定准则中考虑的事件

国　别	静　态　稳　定	暂　态　稳　定
澳大利亚	不考虑	二相接地短路，故障线路切除
巴西		单相接地短路，不重合
北欧系统（瑞典、挪威、芬兰、丹麦）		(1) 三相短路、重合成功 (2) 单相永久性接地短路，线路切除 (3) 母线三相短路 (4) 联络线跳闸 (5) 失去一台发电机组
中国	正常运行方式 (1) 按功角判据静态稳定储备系数 $K_p \geqslant 15\% \sim 20\%$ (2) 按无功电压判据静态稳定储备系数 $K_u \geqslant 10\% \sim 15\%$ 事故后运行方式 $K_p \geqslant 10\%$，$K_u \geqslant 8\%$	(1) 单相接地短路、重合成功；单相永久性接地短路，重合不成功 (2) 母线单相接地 (3) 失去一台发电机 (4) 三相短路不重合
加拿大魁北克系统	不考虑	(1) 任何 735kV 输电系统元件单相接地短路，系统不失去稳定（满负荷情况下，损失的发电容量应小于 5%） (2) 735kV 线路永久性单相接地短路，故障线路在 6 个工频周期内切除，不失去稳定
日本东京电力系统	不考虑	(1) 输电线路三相短路接地重合不成功 (2) 母线三相短路接地

参考书目

李文沅．电力系统风险评估——模型、方法和应用．周家启，等译．北京：科学出版社，2006.

shuju caiji yu chuli

数据采集与处理　(data acquisition and processing)　见变电站自动化系统基本应用功能。

shuju caiji yu jiaohuan

数据采集与交换　(data collection and exchange)　调度自动化系统中，实现厂站、调度控制中心和其他外部系统的数据采集以及它们之间各类数据交换的功能。通过数据采集与交换，实现数据贯通和共享，为电网调度控制中心智能电网调度技术支持系统的各类应用提供所需数据。

基本要求　应遵循各类标准和规范性规定，满足智能电网调度技术支持系统所需的界面要求、接口要求、性能要求和高吞吐量和高可靠性的要求，并且能够做到：①满足输电网和配电网的调控主站的监控需要。②实现调度控制所需各类数据的采集和交换，如电力系统运行的遥测、遥信、遥控、遥调数据，电量数据，电力系统继电保护、电力系统安全自动装置、备用电源自动投入等二次设备数据，电网一次设备、二次设备状态信息数据，以及各类计划值数据、故障录波数据、气象数据、电网同期并列相关数据、小电流接地

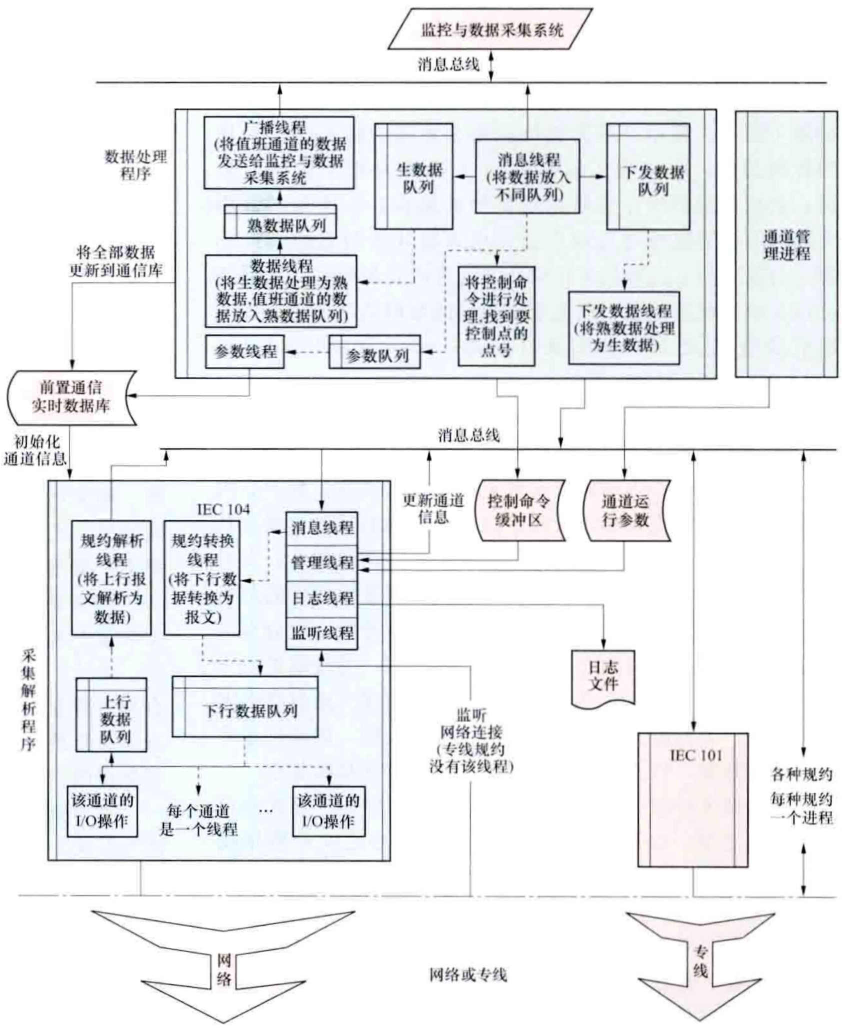


图 1　数据采集系统总体结构示意图

选线装置数据、消弧线圈挡位数据等。③支持数据的广域分布式采集和一体化集成。④满足对调控一体化大数据流的快速响应需要，支持对不同应用类数据的有效分流。⑤采用专门的安全通信网关，实现数据的安全传输。⑥支持多种通信协议（如循环式远动规约 CDT、国际电工委员会的 IEC 60870-5-101/102/103、IEC 60870-6 TASE2、IEC 60870-5-104 标准及中国电力行业标准 DL 476—2012 等通信协议）、多种应用（如监视、控制、计费等）、多种类型（如远方终端装置、继电保护、故障录波、电能量、水情等）的数据的采集和交换，满足各种传输场合的实时性要求。⑦具有多源数据处理和采集数据的快速转发功能。

数据采集　在发电厂和变电站侧，通过远方终端装置（remote terminal unit，RTU）及厂站监控系统、同步相量测量装置（phasor measurement unit，PMU）、电能量采集装置、水情数据采集装置、继电保护装置、故障录波装置等采集的信息，并进行规约转换和处理后提供给后台应用；同时实现对厂站设备的远方控制、调节和参数设置等。

数据采集系统由数据采集通信网关、数据采集子网段和数据采集通道的接口设备等组成。数据采集与交换构成的独立数据采集子网和数据采集通道（包括各种专线通道和调度数据网络通道）的接口设备相连，并通过数据采集通信网关（服务器或工作站）连接到调度技术支持系统的主干网上。

数据采集系统提供统一的数据监视、工况监视、操作、维护、诊断和统计等功能。数据采集功能由采集解析程序、数据处理程序、通道管理程序等完成，系统整体结构如图 1 所示。其中，采集解析程序主要完成远方通信和规约转换功能，完成输入输出（I/O）操作及报文的初步解析；数据处理程序完成数据后期的处理和后台应用的数据交换功能；通道管理进程主要完成通道状态的监视管理功能；前置通信实时数据库存储所有通道收发的数据以及通道运行参数及状态信息。数据采集得到的数据通过消息总线发送给后台监控与数据采集（supervisory control and data acquisition，SCADA）系统。

数据交换　主要有调度控制中心内部的横向数据交换和不同调度控制中心之间的纵向数据交换。

调度控制中心内部的横向数据交换包括调度控制中心内部应用间的数据交换和与管理信息系统之间的数据交换。其中应用间的数据交换主要是电网模型数据、图形数据、实时潮流断面数据、历史数据以及实时监控与预警类应用的分析和实时考核结果。根据需要，实时监控与预警类应用分别向调度计划类应用和调度管理类应用提供数据，实现数据的全网共享。与调度生产管理信息系统之间的数据交换包括电网设备参数、电网准实时数据、关口电量等数据、调度日报等统计分析数据，以及中长期交易计划和人员等基础信息。

不同调度控制中心之间的纵向数据交换实现厂站和调度控制中心之间，以及不同层级调度控制中心之间的数据交换。纵向数据交换的数据流向如图 2 所示。

需要传输和交换的数据内容包括文本文件、数据库文件和实时数据。实现方式有安全文件传输、通信协议传输、简单邮件传输、数据服务封装和跨隔离装置的单向数据通信等方式。并为监视和维护提供统一的配置工具及日志记录和分析功能。

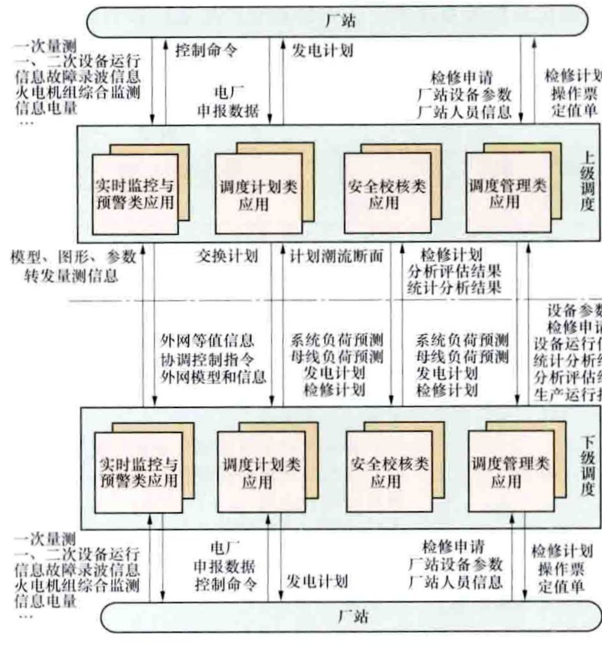


图 2　智能电网调度技术支持系统纵向数据流向示意图

数据交换服务要求支持各种数据类型的数据交换，并提供方便、灵活的远程监控及运行维护的管理工具，满足开放性、安全可靠性、易维护性、实时性要求，要求系统自动记录与通信有关的运行信息，具备主备机制。数据交换要求做到可配置、透明、统一，要求满足网络安全性要求，要求跨平台和跨操作系统。

shuju chuli

数据处理　（data processing）　利用发电厂自动化系统、变电站自动化系统以及调度控制中心调度自动化系统，对不同来源的不同种类数据进行的存储、检索、变换等加工过程。数据处理的目的是抽取并推导出对电网运行人员有价值、有意义的数据和信息。为了给电网调度控制中心能量管理系统各类应用功能提供真实可靠的数据支持，调度自动化系统的数据处理功能包括对模拟量、状态量、非实测数据、调度计划值数据、多源数据等数据的处理，还提供数据质量码、光字牌、旁路代替、对端代替等功能，以及自动计算不平衡率等各类计算功能和统计功能。

模拟量处理　模拟量描述电力系统运行的实时量化值，主要是一次设备（线路、主变压器、母线、发电机等）的有功、无功、电流、电压值以及频率等。模拟量处理实现数据合理性检查和数据过滤、合理值上下限初值的自动确定、零点漂移处理、限值检查、跳变检查、人工数据输入、数据质量标识的设置和历史数据采样等功能。

状态量处理　状态量包括开关量和多状态的数字量，具体为开关、隔离刀闸、接地刀闸位置、保护硬接点状态、自动发电量控制（automatic generation control，AGC）远方投退信号、机组一次调频状态信号、电力系统稳定器（power system stabilizer，PSS）状态信号、设备状态监视信号等其他各种信号量。状态量处理完成状态量的二进制数表示、双位遥信处理、误遥信处理、滤除抖动遥信、标记检修标志、状态量的人工设定、告警过滤、三相遥信处理、三相不一致

状态的自动识别、信号动作的计时处理和信号动作的计次处理等功能。

非实测数据处理　处理非直接采集的数据，可能是由人工输入，也可能是通过计算得到，两者分别有各自的质量码，但数据处理功能是相同的。

调度计划值数据处理　从外部系统或调度计划类应用获取调度计划数据，实现调度计划数据的实时监视、统计计算等，支持实时、日内、日前调度计划数据的多次导入，可自动计算调度计划数据的当前值和实时值之间的差值，支持调度计划数据的插值计算及积分统计等功能。

多源数据处理　处理同一测点不同来源的数据（称为点多源数据）。通过合理性校验，对点多源数据选优，将最优结果放入实时数据库，提供给其他应用功能使用。

数据质量码　对所有模拟量和状态量配置反映数据质量状况的数据质量码，通过图形界面以不同颜色显示。以数据质量码标识的数据至少包括未初始化数据、合理数据、计算数据、实测数据、采集中断数据、人工数据、坏数据、可疑数据、采集闭锁数据、控制闭锁数据、替代数据、不刷新数据、越限数据等。计算量的数据质量码使用相关计算元素的质量码。

光字牌功能　以光字牌的形式显示变电站一、二次设备接点发生的事故或故障信号。光字牌按逐层查询、各层联动的原则设置。光字牌运行状态分为动作未确认、动作已确认、复归未确认和复归已确认等状态，上级光字牌状态是下级光字牌的“或”结果。

旁路代替　根据网络拓扑关系（主要根据旁路刀闸和被代替回路的旁路刀闸）判断，以旁路支路的测量值代替被代支路的测量值，作为该点的显示值（最终值），并在数据质量码位置标示旁路代替标志。

对端代替　当线路一端测量值无效时，用线路另一端的测量值（该测量值的质量码为有效数据）代替，作为该点的显示值（最终值），并在数据质量码位置标示对端代替标志。

自动计算不平衡率　基于动态拓扑分析自动计算不平衡率，包括母线不平衡、变压器不平衡和线路不平衡。不平衡率超出预设的阀值时进行报警，并在设备上进行标记，同时统计不平衡开始时间、不平衡持续时间、不平衡总时间等结果。变压器和线路不平衡计算要考虑变损和线损。

以上数据处理功能是由计算功能和统计功能来实现的。

计算功能　包括公式计算和统计计算功能。公式计算功能包括自定义计算公式，加、减、乘、除、三角、对数等运算及逻辑和条件判断运算，派生量计算，周期启动或触发启动公式计算，对每个公式单独定义启动和终止时间，自动调整公式计算优先级等。标准计算功能提供常用的计算库，具备负载率、变压器挡位、功率因数、负荷超欠值、电流有效值计算和用户自定义标准等标准计算功能。统计计算功能是指为了统计功能服务的计算功能，包括求和、求均值、求极值等。

统计功能　根据调度运行的需要，对各类数据进行统计，提供统计结果，主要的统计功能包括积分电量统计、数值统计、极值统计、次数统计、合格率统计、停电设备统计和区域统计等。

shuju fuyongqi

数据复用器　(data multiplexer)　把若干个分散的低速数据信号组合成一个单一的高速数据信号，或将一个高速数据信号分解为若干低速数据信号的设备。使用数据复用器的目的是在数据传输中，允许两个或多个数据源共享一个公共的高速数字信道。

复用的理论基础是采用信号分割原理，使各路参与复用的信号在频率、时间或波长等参量上存在差异，从而使接收端可以根据此差异对各路信号进行区分。多路复用技术按其复用原理可分为频分多路复用（frequency division multiplexing，FDM）、时分多路复用（time division multiplexing，TDM）、码分多路复用（code division multiplexing，CDM）和波分多路复用（wave-length division multiplexing，WDM）等。

频分多路复用　将各路输入信号调制到不同的载波频率，见图1。每个调制的信号占用以载波频率为中心的一定频带，只要载波频率足够分离，调制的信号频带就不覆盖。输入信号可以是模拟或数字，数字信号要转换为模拟信号。无线电广播和广播电视信号都采用FDM，每路电视信号6MHz，几十路电视信号可频分多路复用在400MHz带宽同轴电缆上。频分多路复用除传统意义上的频分复用（FDM）外，还有一种是正交频分复用（orthogonal frequency division multiplexing，OFDM），已广泛用于非对称数字用户环线（ADSL）、数字视频广播（DVB）、高清电视（HDTV）、无线局域网（WLAN）和第4代（4G）移动通信系统等。

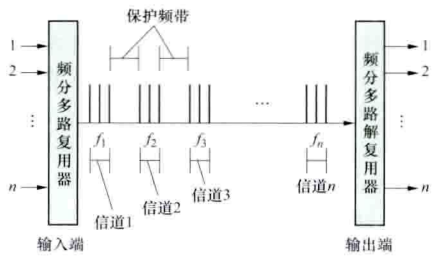


图1　频分多路复用

时分多路复用　指n路输入按时间交替插入到复用的链路，即n路数据源的输入复合成一个数据流在此链路上传输，见图2。传输的复合数据流被组织成TDM帧，每个帧的传输周期被分成几个时间槽，指定给一路数据源的一个或多个时间槽称为一个信道（channel）。时分复用的技术特点是每个数据源的时间槽是事先指定且固定不变的，所以有时也叫同步时分复用。各数据源将信号插入到指定给它的信道，若它没有数据则发空信号。

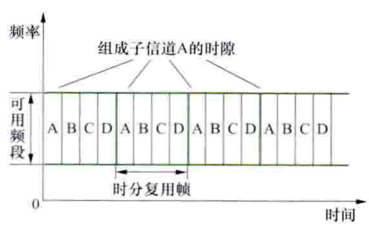


图2　时分多路复用

码分多路复用　通过不同的编码来区分各路原始信号的复用方式，见图3。它主要与多址技术结合产生各种接入技术，包括无线接入和有线接入。码分多址系统为每个用户分配了各自特定的地址码，利用公共信道来传输信息。码分多址系统的

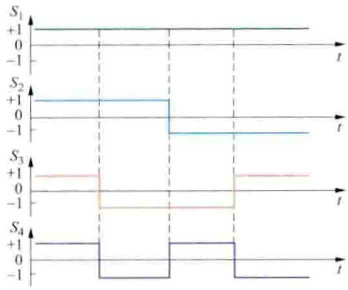


图 3 码分多路复用

地址码相互具有准正交性，以区别地址，而在频率、时间和空间上都可能重叠。每一个用户有自己的地址码，这个地址码用于区别每一个用户，地址码彼此之间是互相独立的。但是目前采用的地址码不可能做到完全正交，即完全独立，相互不影响，所以称为准正交。由于有地址码区分用户，所以我们对频率、时间和空间没有限制，在这些方面他们可以重叠。码分多址（code division multiplexing access，CDMA）就是码分复用的一种方式，此外还有频分多址（FDMA）、时分多址（TDMA）和同步码分多址（SCDMA）等。

波分多路复用 本质也是频分复用，它是在1根光纤上承载多个波长（信道），将1根光纤转换为多条“虚拟”光纤，当然每条虚拟光纤独立工作在不同波长上，这样极大地提高了光纤的传输容量。由于波分复用系统技术的经济性与有效性，使之成为当前光纤通信网络扩容的主要手段。波分复用技术作为一种系统概念，通常有1310nm和1550nm波长的波分复用、粗波分复用（coarse wavelength division multiplexing，CWDM）和密集波分复用（dense wavelength division multiplexing，DWDM）。

参考书目

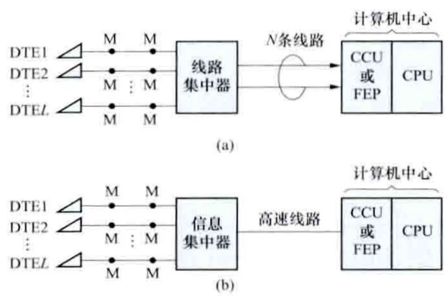
刘明彦．网络数据通信基础．北京：群众出版社，2005.

shuju jizhongqi

数据集中器

（data concentrator） 连接多台数据终端、计算机或通信设备的装置。数据集中器可聚合一定数量的输入线和输出线，可为多台数据设备提供统一的通信链路。数据集中器为数据通信提供了缓冲集线的功能，完成低速数据设备汇集后的高速通信。

数据集中器允许连接到它的数据源的速率总和可以超过汇集后的最高速率。数据集中器具备存储转发、统计复用、虚拟终端等功能。数据集中方式可分为信息集中方式和线路集中方式，如图所示。



数据集中器专线通信系统的构成

（a）线路集中方式；（b）信息集中方式

DTE—数据终端；M—调制解调器；CCU—通信控制器；FEP—前置处理机；$L>N$

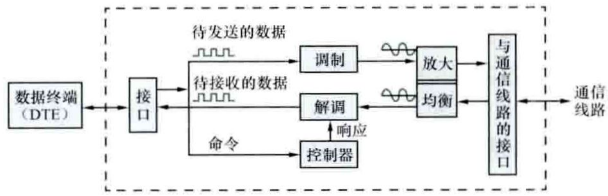
shuju tiaozhi jietiaoqi

数据调制解调器

（modem for data communication）

位于数据终端设备与模拟通信线路之间，用以实现将数据信号变换为可在线路中传输的模拟信号和将模拟信号变换为数据信号的设备，通常称modem。

构成 调制解调器包括接口、调制与解调、控制器等部分，基本构成如图所示。



调制解调器的基本构成

接口 完成与数据终端及通信线路的信号匹配，包括电气、机械、功能以及其他特性（见数据通信接口标准）。

调制与解调 实现数字信号与模拟信号的转换，共有三种基本的调制和解调方法（见数据信号调制方式）。

控制器 完成与数据终端的通信，接受命令并给出响应，控制调制解调器的工作方式及工作状态。

分类 modem是数据信号与传输信道的匹配设备。按线路情况可分为专线modem和适用于交换线路的modem。按传输信道可分为无线modem和有线modem。按传输方式可分为同步的和异步modem。

参考书目

黄智伟．调制解调器电路设计．西安：西安电子科技大学出版社，2009.

shuju tongxin

数据通信

（data communication） 按某种规约（协议），使用数据传输和数据处理的方法，在数据终端之间进行的信息交换。它是继电报、电话通信后的另一种通信方式，广泛应用于现代化电力系统的运行管理等多种业务中。

数据 事实、概念或指令的表现形式。它适于由人或自动装置进行通信、解释或处理。如一张由文字和数字组成的报表，某些带有特定意义的字符串，电力系统中的遥测量、遥控命令编码以及在计算机网络中的具有一定编码格式和位长要求的数字信息等，均可称为数据。数据收集、发生、接收、分配、处理功能实体称为数据功能部件，如能发生所传输数据（称为数据源）的部件，能接收数据（称为数据宿）的部件以及能处理和交换数据的计算机等。

规约（协议） 一套语意或语法规则。用于规定数据功能部件在信息交换过程中的行为。没有规约或采用不同内容的规约就无法进行直接的数据通信。在数据通信中，常用的规约有链路控制通信规约等。

数据传输 利用通信手段使数据通过传输媒介从一点传送至另一点的过程。数据传输按其传输方法分为并行传输和串行传输两种。串行传输又有异步传输和同步传输的区别。异步传输又称起止式传输。它是以字符为单位，通过在字符的前后加上起止位来达到收发双方保持字符同步的一种传输方式。同步传输是以固定的时钟节拍来发送数据信号，通过确知每一比特的出发和到达的时间来保持比特帧或规约数据块的同步的一种传输方式。异步传输序列与同步传输序列的示意图如图1所示。

数据交换 在多个数据终端设备（data terminal equipment，

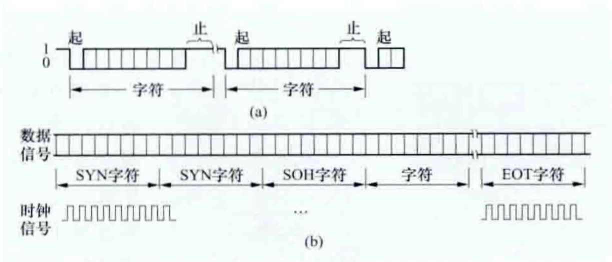


图 1 异步传输与同步传输序列

(a) 异步传输；(b) 同步传输

SYN—同步字符；SOH—标题开始字符；EOT—传输结束字符

DTE）之间，为任意两个终端设备建立数据通信临时互连通路的过程。数据交换可以分为电路交换、报文交换和分组交换。

数据处理　在数据功能部件中作用于数据的行为，包括对数据的收集、解释、运算、分析、管理、存储、编码、交换、控制等。常用的数据处理设备有计算机和带有通信控制器的数据智能终端。

数据通信系统　数据终端通过传输媒介的连接相互间传递数据的通信系统，如图 2 所示。

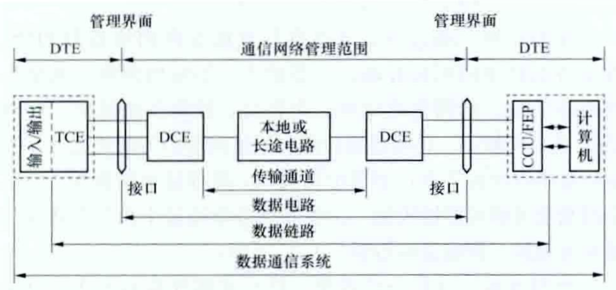


图 2 数据通信系统示意图

DTE—数据终端设备；DCE—数据通信设备；

TCE—传输控制器；CCU/FEP—通信控制器/前端处理机

数据通信在电力系统中用途很广，例如由调度自动化计算机系统和多个远动终端组成的能量管理系统（energy management system，EMS），数据采集与监控（supervisory control and data acquisition，SCADA）系统，电力管理信息系统，利用电话网传输数据的微机办公自动化系统等，都离不开数据通信。

OSI 参考模型　见数据通信网。

参考书目

Forouzan Behrouz A. 数据通信与网络．吴时霖，吴永辉，等译．北京：机械工业出版社，2007.

shuju tongxin jiekou biaozhun

数据通信接口标准

（data communication interface standards）　为数据终端设备与数据电路终端设备界面间连接部件规定的统一格式。包括电气特性、机械物理结构及各连接线功能。

类型　DTE/DCE 之间的接口类型很多，目前常用的标准和建议有 V 系列建议、X 系列建议、I 系列建议。

V 系列建议　由国际电报电话咨询委员会（international telegraph and telephone consultative committee，CCITT）制定的针对以电话网作为基础（模拟的）通信设施的接口标准，它的全称是《在电话网上实现数据通信的建议》。

X 系列建议　由 CCITT 制定的针对以全数字的基础通信设施（数字传输线路）的物理层接口标准。

I 系列建议　由 CCITT 制定的针对综合业务数字网 ISDN（包括 N-ISDN 和 B-ISDN）使用的一系列建议。其中 I. 41X 系列建议涉及 ISDN 用户/网络接口的参考配置和结构，I. 43X 系列建议涉及接口的物理层规程。

特性　国际电信联盟电信标准化部（ITU Telecommunication Standardization Sector，ITU-T）、国际标准化组织（International Organization for Standardization，ISO）、美国电子工业协会（Electronic Industries Alliance，EIA）为各种数据通信系统提出的开放系统互联的系统标准，这些标准包括机械特性、电气特性、功能特性、过程特性四个方面。

机械特性　涉及数据终端设备（data terminal equipment，DTE）到数据通信设备（data communication equipment，DCE）的实际物理连接，规定了物理连接时对插头和插座的几何尺寸、插针或插孔芯数及排列方式、锁定装置形式等。

电气特性　规定 DTE 与 DCE 之间多条信号线的电气连接及有关电路特性，通常包括发送器和接收器的电路特性（如发送信号电平、发送器的输出阻抗、接收器的输入阻抗、平衡特性等）、负载要求、传输速率和连接距离等。DTE/DCE 接口的电气连接有非平衡方式、差动接收的非平衡方式、平衡方式三种方式。

在中国，配置于 DTE 和 DCE 之间的接口电路，要根据使用要求选用中国国家标准。

(1) GB 3455—1982《非平衡双流接口电路的电气特性》等效于 ITU-T V. 28 建议，与美国电子工业协会的 RS232C 兼容。该标准适用于数据信号速率在 20kbit/s 以下的接口电路。

(2) GB 7618—1987《在数据通信领域中同集成电路一起使用的非平衡双流接口电路的电气特性》与 EIA 的 RS423A 兼容，适用于数据信号速率在 100kbit/s 以下的接口电路。

(3) GB 7619—1987《在数据通信领域中同集成电路一起使用的平衡双流接口电路的电气特性》等效于 ITU-TV11/X. 27 建议，与 EIA 的 RS422A 兼容。该标准适用于信号速率高达 10Mbit/s 的接口电路。

ITU-T V. 35 平衡双流接口电路的电气特征，用于 V. 35 调制解调器上的数据和定时电路，使用 60～108kHz 基群电路的 48kbit/s 数据传输。

功能特性　定义的各种功能由具有不同含义的各种交换电路来执行。接口线功能的规定方法有两种：一种是每条接口线定义为一种功能，CCITT V. 24、EIA RS232C、EIA RS449 等都采用这种方法；另一种是每根信号线被定义为多种功能，此法有利于减少接口信号线数目，CCITT X. 24、CCITT X. 21 使用此种方法。

过程特性　规定如何使用接口线，主要涉及在接口界

面上进行为信号传输所需的控制过程，即为实现建立、维护、释放线路连接等过程所要求的各控制信号变化的协调关系。这种特性包括：在接口界面上（主要是各控制线上）应有几个静止状态、各静止状态之间如何转移及转移的条件，在状态的转移过程中，各接口线信号变化的时间顺序等。

机械物理结构 适用的国际标准有 ISO 2110 和 ISO 4920。

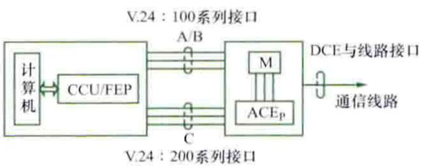
(1) ISO 2110《信息技术-数据通信-25 插针 DTE/DCE 接口连接器及接触件号分配》，适用于话音频带调制解调器和自动呼叫器等设备的接口电路。

EIA 的 RS232C 和 EIA 的 RS366A 的有关机械特性与 ISO2110 兼容。

(2) ISO 4902《数据通信 37 和 9 插针 DTE/DCE 接口连接器及插针分配》，适用于话音频带和宽带调制解调器的接口电路。

EIA 的 RS449 的有关机械特性与 ISO 4902 兼容。

连接线功能定义 在中国，DTE 和 DCE 之间的接口功能和电气特性应符合 GB 3454—1982《数据终端设备（DTE）和数据电路终端设备（DCE）之间的接口电路定义表》（等效于 ITU-T 建议 V.24）的规定。该定义表定义了 100 系列和 200 系列两种类型的接口电路。图中示出使用这两种接口电路的连接方式。



接口电路的连接方式

CCU—通信控制单元；FEP—前置处理机

shuju tongxinwang

数据通信网 (data communication network) 由一些处于不同地理位置的数据终端设备、数据交换设备及通信线路等组成的信息交换网。数据通信网通过网络协议的支持完成网络中各设备之间的数据通信。数据通信网使网上任意两点间可进行正确、快速的数据传送和交换。图 1 为数据通信网的示意图，其中，交换节点主要完成数据存储-转发的任务，通过交换节点的中间传递作用，使其相连的计算机或终端成对地进行数据交换。

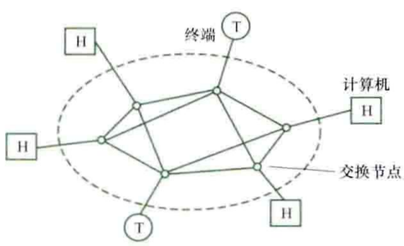


图 1 数据通信网示意图

拓扑结构 典型的拓扑结构（见图 2）有总线型、环型、星型、树型和网状五种，从拓扑结构来看，网络内部的主机、终端、交换机都可以称为节点。

总线型结构 通常采用广播式信道，即网上的一个节点（主机）发信时，其他节点均能接收总线上的信息。主要特点：①结构简单，网络系统便于管理。②网络建设容易，控制系统简单。③各节点之间可以直接通信。总线网络的不足之处：①网络具有一定的传输延迟。②信道利用率较低。③从全网角度考虑可靠性较低。总线型结构如图 2 (a) 所示。

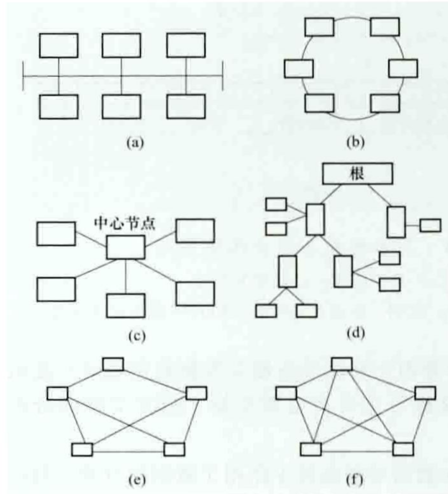


图 2 网络拓扑结构图

(a) 总线型结构；(b) 环型结构；(c) 星型结构；(d) 树型结构；(e) 部分网状结构；(f) 全网状结构

环型结构 采用点到点通信，即一个网络节点将信号沿一定方向传送到下一个网络节点在环内依次高速传输。主要优点：①每个节点都起有源转发器作用，网的分布范围可以较大。②采用点对点通信和逐点转发，传输延迟较恒定。主要缺点是串行连接，可靠性较低，因此可采用双环方式，或采取故障旁路措施，提高可靠性。环型结构如图 2 (b) 所示。

星型结构 通过中心节点执行数据交换网络控制功能。在电力系统中使用较普遍。主要优点：①结构简单，网络系统便于管理。②网络建设和扩充容易，控制系统简单。③网络延迟时间较小，传输误差较低。星型网络的不足之处：①控制权集中在中央节点，如果出现故障，将导致全网瘫痪。②从全网角度考虑可靠性较低。③各节点必须经过中央节点转接才能相互通信。星型结构如图 2 (c) 所示，

树型结构 连接方法像树一样从顶部开始向下逐步分层分叉，也称层型结构。电力系统中这种形式的网络系统最多，具有中继转接的一点多址系统就是这种网络的典型结构。树型网络的特点和星型网络基本相同，某些节点传输延迟比星型系统长。当主节点出现故障时各子系统可独立工作。树型结构如图 2 (d) 所示。

网状结构 节点用户可以选择多条路由通过网络，网络的可靠性高，但网络结构、协议复杂，部分网状结构如图 2 (e)所示。大多数复杂交换网都采用这种结构。当网络节点为交换中心时，常将交换中心互连成全网状结构，如图 2 (f) 所示。

分类 根据采用的网络技术不同，数据通信网可以分为分组交换网、帧中继网、ATM 网、IP 网和数字数据网等。

分组交换网 采用分组交换方式，是一种面向各类数据用户的公用通信网，它以 CCITT X.25 协议为基础，因此也叫 X.25 网。在分组交换网中，一个分组从发送站传送到接收站的整个传输控制，不仅涉及该分组在网络内所经过的每个节点交换机之间的通信协议，还涉及发送站、接收站与所连接的节点交换机之间的通信协议。

帧中继网 采用虚电路技术，仅完成 OSI 物理层和链路层、核心层的功能，将流量控制、纠错等留给智能终端去

完成，简化了节点机之间的协议，具有吞入量高、延时低、适合突发性业务等特点。帧中继通过 RFC1490 协议把网络层的 IP 数据包封装成数据链路层的帧中继帧，帧中继的用户接口速率最高为 34Mbit/s，在中、低速率网络互连的应用中被广泛使用。

ATM 网　一种快速分组交换方式，采用面向连接的快速分组交换技术，它采用定长分组，能较好地对带宽信息进行交换。一般将这种交换称为信元交换。在 ATM 中，每个时隙没有确定的占有者，各信道根据通信量的大小和排队规则来占用时隙。每个时隙相当于一个分组，即信元。

IP 网　基于 IP 协议组建的网络，支持各种应用业务统称为 IP 业务，实现这些业务的技术称为 IP 技术。

数字数据网（digital data network，DDN）　采用数字信道来传输数据信息的数据传输网，利用数字信道为用户提供话音、数据、图像信号的半永久连接电路的传输网络。数字信道包括用户到网络的连接线路。数字数据网一般用于向用户提供专用的数字数据传输信道，或提供将用户接入公用数据交换网的接入信道，也可以为公用数据交换网提供交换节点间用的数据传输信道。

按位置和作用划分为本地传输系统、复用/数字交叉连接系统、局间传输系统、网同步系统和网络管理系统五个部分。DDN 组成结构如图 3 所示。

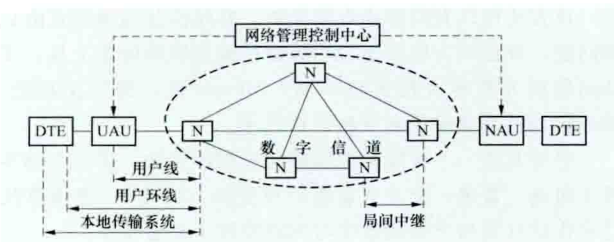


图 3　DDN 组成结构示意图

N—DDN 节点；NAU—网络接入单元；UAU—用户接入单元；DTE—数据终端设备

体系结构　从分解网络的功能角度描述数据通信网的结构称为网络体系结构构，亦称网络的逻辑构成。网络体系结构通常以功能分层结构来描述。其特点是所有低层功能是上层功能的基础，并且一般仅仅在相邻层之间有功能接口关系，不同层之间功能相对独立。最有代表性的网络体系结构是国际标准化组织（International Organization for Standardization，ISO）提出的开放式系统互联参考模型（open system interconnection reference model，OSIRM）。此外还有 IBM 公司提出的系统网络体系结构（system network architecture，SNA），DEC 公司提出的数字网络体系结构（digital network architecture，DNA），ARPA 网络体系结构等。

开放式系统互连参考模型　国际标准化组织提出的开放式系统互连参考模型描述了如何将信息从一台计算机通过网络传输到另外一台计算机，它把计算机网络之间的信息传递划分为物理层、数据链路层、网络层、传输层、会话层、表示层和应用层七个较小的易于管理的层，这七层协议分别执行一个任务或一组任务，各层次相对独立、互不影响。

（1）物理层。物理层为通信提供实现透明传输的物理链接，定义物理链路所要求的机械、电气、功能和规程特性等。较典型的物理层协议有 EIA/TIA RS232、EIA/TIA RS449、X. 21、V. 35、ISDN、FDDI、IEEE 802. 3、IEEE 802. 4 和 IEEE 802. 5 等。EIARS232C 的电气特性见表 1。

表 1　EIARS-232C 的电气特性表

电气特性指标	参数
驱动器输出电平（3～7kΩ，V）	逻辑 0：+5～+15 逻辑 1：−5～−15
驱动器无负载输出电平（V）	−25～+25
驱动器通断时的输出阻抗（Ω）	>300Ω
输出短路电流（A）	<0.5
驱动器转换速率（V/μs）	<30
接收器输入阻抗（kΩ）	3～7
接收器输入电压允许范围（V）	−25～+25
接收器输出（输入开路时）	逻辑 1
接收器输出（输入经 300Ω 接地）	逻辑 1
接收器输出（+3V 输入）	逻辑 0
接收器输出（−3V 输入）	逻辑 1
最大负载电容（pF）	2500

（2）数据链路层。提供通过物理链路的可靠的数据传送规约，包括实现建立、维持和断开链路的手段及必要的同步、差错控制和信息流控制等功能。在数据链路层中传输的数据块称为帧。最基本的功能是将物理层为数据流提供的可能出差错的链路改造成为逻辑上无差错的数据链路。数据链路层协议比较常用的有 BSC、HDLC、LAP-B 以及 IEEE 802 的数据链路层协议。

（3）网络层。为传输实体间提供透明的数据传输。它使高层（传输层）不必了解任何有关下层的数据传输及连接系统所使用的交换技术。网络服务负责通过中间通信设施建立、维持和中止连接。网络层常用的标准为 ITU-T 的 X. 25 建议、TCP/IP 协议中的 IP、IPX 等。

（4）传输层。两个节点经过网络进行数据通信时，第一个端到端的层次，具有缓冲作用。在两个端点间提供可靠的透明的数据传送，对网络服务进行优化，并提供端到端的顺序控制、差错检测和恢复、流量控制等功能。传输层协议的代表包括 TCP、UDP 等。

（5）会话层。主要是解决面向用户的功能，提供的服务可使应用建立和维持会话，并能使会话获得同步。会话层使用校验点可使通信会话在通信失效时从校验点继续恢复通信。

（6）表示层。向应用进程提供信息表示方式，使不同表示方式的系统之间能进行通信。以提供标准化的应用接口和公共的通信服务，如加密、报文压缩、编码和字符集的转换、重新格式化和语法选择等。

（7）应用层。为操作系统或网络应用程序提供访问网络服务的接口，提供服务以保证通信，但不是进行通信的应用程序本身。代表协议为 Telnet、FTP、HTTP、SNMP 等。

TCP/IP参考模型 一个抽象的分层模型，这个模型中，所有的TCP/IP系列网络协议都被归类到四个抽象的“层”中。每一抽象层建立在低一层提供的服务上，并且为高一层提供服务。因特网络体系结构以TCP/IP为核心。基于TCP/IP的参考模型将协议分成网络接口层、网络接入层、主机到主机层（传输层）和应用层四个层次，TCP/IP参考模型与OSI参考模型对比如表2所示。

表2 TCP/IP与OSI对比表

TCP/IP	OSI
应用层	应用层
	表示层
	会话层
主机到主机层（TCP，又称传输层）	传输层
网络接入层（IP，又称互联层）	网络层
网络接口层（又称链路层）	数据链路层
	物理层

（1）网络接口层。与OSI参考模型中的物理层和数据链路层相对应。它负责监视数据在主机和网络之间的交换。TCP/IP未定义该层的协议，要求由参与互连的各网络使用自己的物理层和数据链路层协议，然后与TCP/IP的网络接入层进行连接。

（2）网络接入层。对应于OSI参考模型的网络层，主要解决主机到主机的通信问题。它所包含的协议，设计数据包在整个网络上的逻辑传输。赋予主机一个IP地址来完成对主机的寻址，并且负责数据包在多种网络中的路由。

（3）主机到主机层。对应于OSI参考模型的传输层，为应用层实体提供端到端的通信功能，保证了数据包的顺序传送及数据的完整性。该层定义了传输控制（TCP）协议和用户数据报（UDP）协议两个主要协议。TCP协议提供的是一种可靠的、面向连接的数据传输服务；而UDP协议提供的则是不可靠的、无连接的数据传输服务。

（4）应用层。对应于OSI参考模型的高层，为用户提供所需要的各种服务，如FTP、Telnet、DNS、SMTP等。

shuju wajue

数据挖掘 （data mining） 采用数学、统计、人工智能和神经网络等方法，从大量数据中发现有潜在价值的关系、模式和趋势的过程。数据挖掘用这些知识和规则建立用于决策支持的模型，为各业务领域提供预测性决策支持的方法、工具。

分类 根据模型功能的不同，主要分为描述型数据挖掘和预测型数据挖掘两类。

描述型数据挖掘 根据数据的相似性把数据分组，或对数据中存在的规则进行描述，包括聚类分析（cluster analysis）、关联分析（association analysis）、异常检测（anomaly detection）等。聚类分析旨在发现紧密相关的观测值群组，属于同一簇的观测值相互之间尽可能相似；关联分析用来发现描述数据中强关联特征的模式；异常检测的任务是识别其特征明显不同于其他数据的观测值。描述性数据挖掘通常是探查性的，常常需要后处理来完成验证和解释结果。

预测型数据挖掘 根据其他数据属性的值，预测特定属性的值。被预测的属性通常称为目标变量或因变量，而用来做预测的属性称为说明变量或自变量。预测性数据挖掘包括分类（classification）、回归（regression）等，其中分类用来预测离散的目标变量，回归用来预测连续的目标变量。

技术方法 数据挖掘是一个交叉学科，其发展伴随着机器学习、统计学、数据库技术等多个领域的进步，数据挖掘的很多方法和技术都是由人工智能、机器学习的方法发展而来。以数据库、数据仓库为研究对象，结合传统的统计分析、模糊数学、科学计算和可视化技术完成数据挖掘。常见的数据挖掘方法包括决策树、神经网络、支持向量机、遗传算法、关联分析等。

决策树 利用信息论中的互信息（信息增益）寻找数据库中具有最大信息量的字段，建立决策树的一个节点，再根据字段的不同取值建立树的分支；在每个分支子集中，重复建立树的下层节点和分支的过程，即可建立决策树。国际上最有影响和最早的决策树方法是Quinlan提出的ID3（迭代二叉树3代，iterative dichotomiser 3）算法，数据库越大它的效果就越好。

神经网络 通过学习待分析数据中的模式来构造模型，它可对隐式类型进行分析，适用于模型化非线性的、复杂的或高噪声的数据。通常，神经模型由三个层次组成：输入层、中间层和输出层。

支持向量机 是一种基于统计学习理论的模式识别方法，该方法可以有效解决有限样本、非线性及高维模式的识别问题，现已成为机器学习和数据挖掘领域的标准工具。支持向量机方法涉及最优超平面，Mercer核、最优化理论、稀疏解和松弛变量等多项理论和技术。

遗传算法 一种模拟生物进化过程的算法，由三个基本算子组成：繁殖、交叉（重组）和变异（突变）。遗传算法已在优化计算和分类机器学习方面发挥了显著作用。

关联分析 如果两个或多个事物之间存在一定的关联，那么其中一个事物就能通过其他事物进行预测。它的目的是为了挖掘隐藏在数据间的相互关系，从中寻找重复出现概率很高的模式或规则。

发展 随着现代互联网、物联网应用的普及，数据朝着海量、高维、动态的方向发展，对大数据以及流数据进行快速处理，从而使各类数据（结构化、半结构化和非结构化数据）发挥最大的价值是数据挖掘技术发展的趋势。

大数据 云计算作为一种新兴的计算模型，具有扩展性好、数据处理规模大、容错计算能力强等特点，可利用云计算的并行数据处理技术，将同一数据挖掘算法分布在多个节点运行，或是多个算法之间并行进行，实现大数据的并行挖掘与服务。

流数据挖掘 数据以一个或多个流的方式到来，如果不对其进行及时的处理或存储，数据将消失。对单数据流的挖掘涵盖了分类、频繁模式分析和聚类等多项数据挖掘任务，对多数据流的挖掘主要是关联分析，目标是挖掘多条并行到达的数据流之间的关联关系。

参考书目

Pang-Ning Tan，Michael Steinbach，等．数据挖掘导论．范明，范宏建，等译．北京：人民邮电出版社，2006.

Anand Rajaraman，Jeffrey David Ullman，等．大数据：互

联网大规模数据挖掘与分布式处理．王斌，等译．北京：人民邮电出版社，2012.

shuju xinhao tiaozhi fangshi

数据信号调制方式 (data signal modulation mode)

将数据信号转换为适合于模拟电路传输信号的方式。在数据通信中，调制表现为将源数据编码变换到载波信号（通常为音频）上的过程。当数据信号为数字式数据时，其相应的幅度调制、频率调制和相位调制又称为幅度键控（amplitude shift keying，ASK）、频移键控（frequency shift keying，FSK）和相移键控（phase shift keying，PSK）。根据某一参数（例如相位）随数字数据的变化而变化的状态是二态和多态，数字调制又可分为二进制调制和多进制调制。

幅度键控　用数据信号控制载波信号幅度变化的一种调制方式，通过乘法器和开关电路来实现，其波形如图1所示。通过载波在数字信号1或0的控制下通或断，在信号为1的状态载波接通，此时传输信道上有载波出现；在信号为0的状态下，载波被关断，此时传输信道上无载波传送，接收端可以根据载波的有无还原出数字信号的1和0。

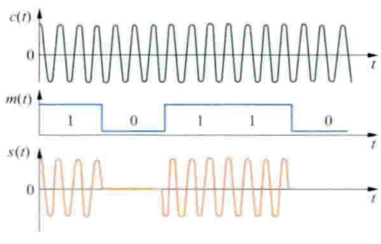


图1　幅度键控波形

$c(t)$ —载波信号；$m(t)$ —数据数字信号；$s(t)$ —幅度键控信号

数据通信中，常用的幅度键控有残余边带调幅、正交双边带调幅和参差正交调幅。

残留边带调幅（VSB-ASK）是介于双边带调幅与单边带调幅之间的一种调制方式，它既克服了双边带调幅信号占用频带宽的问题，又解决了单边带滤波器不易实现的难题。

正交双边带调幅（QAM-ASK）是一种将两种调幅信号汇合到一个信道的方法，因此能够双倍扩展有效带宽。它的信号有两个相通频率的载波，但是相位相差90°，一个信号叫I信号，另一个信号叫Q信号。

对于平衡和同步的正交幅度调制（quadrature amplitude modulation，QAM）信号，其同相与正交两个分量的键控时隙一般都是对齐的，但在某些应用场合，它们也可以相互偏离，时隙偏离的正交幅度调制的一个重要例子是同相与正交时隙偏离半个码元周期的二电平正交幅度调制（2-QAM），也称作参差正交调幅（SQAB-ASK）。

频移键控　用数据信号控制载波信号频率变化的一种调制方式。它是利用基带数字信号离散取值去键控载波频率以传递信息的一种数字调制技术。频移键控信号分为相位离散的和相位连续的两种。前者由频率选择法产生，后者由载波调频法产生。频移键控信号的波形如图2所示。

数据通信中，常用的频移键控有二进制频移键控、多进制频移键控、最小频移键、快速频移键控、正弦频移键控、平滑调频和高斯最小频移键控。

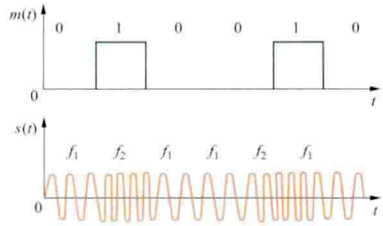


图2　频移键控波形

$m(t)$ —数字数据信号；$s(t)$ —频移键控信号

在二进制频移键控（2FSK）中，二进制符号0对应于载波f1，符号1对应于载频f2，而且f1与f2之间的改变是瞬时完成的一种频移键控技术。它是数字传输中应用较广的一种方式。

多进制频移键控（MFSK）利用多进制数字基带信号来调制高频载波的频率，与二进制频移键控相比，在码元速率相同的条件下，可以提高信息速率。

在频移键控（FSK）方式中，相邻码元的频率不变或者跳变一个固定值，在两个相邻的频率跳变的码元之间，其相位通常是不连续的。

最小频移键控（MSK）对FSK信号进行了改进，从而使其相位始终保持连续不变。MSK更适于非线性信道传输，如短波衰落信道，无线移动通信多采用MSK。最小频移键控又称为快速频移键控（FFSK）。MSK的码元极性变化时，相位轨迹曲线出现尖角，这导致MSK信号带外辐射增加。

为了平滑MSK波形的相位轨迹，正弦频移键控（SFSK）在MSK波形相位轨迹上叠加一正弦波，对MSK波形的相位轨迹尖角进行平滑，从而减小带外辐射，提高频带利用率。

正弦频移键控（SFSK）平滑了MSK相位轨迹中的尖角，是通过在一个码元时间内线性相位轨迹叠加正弦波来实现的，但是在SFSK波形中，每一码元的中点附近，其相位轨迹变化率却超过了MSK。为了保留SFSK的优点，克服其缺点，产生了SFSK的改进型——平滑调频（TFM）。TFM保留SFSK相位轨迹在码元转换点上变化率为零的优点，并设法减小相位轨迹在一个码元内各时刻的斜率，从而使频谱滚降加快，带外辐射减小。TFM的频带利用率较高，能很好地应用于窄带数据传输。

为了减小已调波的主瓣宽度和邻道中的带外辐射，在TFM调制方式中，调制前对基带信号进行了相关编码处理，如果调制前对基带信号进行高斯滤波处理，也能达到上述目的。高斯最小频移键控（GMSK）就是对基带数字信号进行高斯低通滤波器处理的MSK调制，具有比较集中的功率频谱，比MSK的带外辐射及占用带宽均大为减小。

相移键控　用数据信号控制载波信号相位变化的一种调制方式。它通常分为绝对相移键控（PSK）和相对相移键控（DPSK）。PSK是利用载波的不同相位直接表示数据信息的，DPSK是利用载波的相对相位值表示数据信息的。其波形如图3所示。

在绝对相移键控调制时，载波的相位随调制信号状态不同而改变。如果两个频率相同的载波同时开始振荡，这两个频率同时达到正最大值，同时达到零值，同时达到负最大值，此时它们就处于“同相”状态；如果一个达到正最大值

时，另一个达到负最大值，则称为“反相”。把信号振荡一次（一周）作为360°。如果一个波比另一个波相差半个周期，两个波的相位差180°，也就是反相。

数据通信中常用的相移键控有2PSK、2DPSK、四相相移键控（QPSK）和参差四相相移键控（SQPSK）。

除上述三种基本调制方式外，还有在此基础上发展起来的混合调制（如幅度相移键控APK）、编码调制（如网格编码调制TCM、相关编码相移键控CORPSK）。

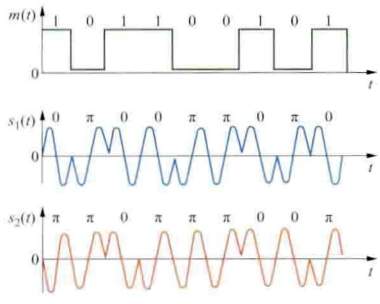


图3　相移键控波形

$m(t)$ —数字数据信号；$s_1(t)$ —绝对相移键控信号；$s_2(t)$ —相对相移键控信号

shuju zhongduan shebei

数据终端设备　(data terminal equipment，DTE)　向数据网络发送和接收数据的设备。它可以作为数据源、数据宿或者两者兼备，并按照某一链路协议来完成数据传送控制的功能单元。数据终端设备通过数据通信设备（data communications equipment，DCE）连接到数据通信网络上。

随着电子技术和计算机技术的发展，信息种类的增多以及信息处理方式的多样化，促使终端设备向着高速化、多功能化、小型化和智能化的方向发展。在计算机通信中最常见的终端设备是计算机。平板电脑、智能手机也是数据终端设备。

常用终端设备　常用终端设备的功能有：①完成信息的输入和输出；②进行线路连接；③进行传输控制；④对信息进行编码和译码；⑤进行差错控制及校验；⑥对信息进行缓冲和存储。

常用终端设备分类为：

- 打印类终端
  - 按打印方式分为
    - 击打式（针打式）
    - 非击打式（激光打印、喷墨打印）
  - 按工作方式分为
    - 串行打印
    - 并行打印
- 显示类终端
  - 字符显示终端
  - 图形显示终端
  - 图像显示终端
- 识别类终端
  - 字符（标记）识别终端（读卡机）
  - 语音识别终端（语音识别器）
  - 图像识别终端（图像识别器）

专用终端　一种面向某种应用业务，能按需配置输入/输出设备。专用终端本身可以进行相关信息的处理。专用终端在商务活动和商业领域的应用很普遍，如：电力24小时自助营业厅、销售点终端（POS）、自动柜员机（ATM）、信贷终端、票务终端、银行事物终端、仿真终端、远程批处理终端等。

shuzihua biandianzhan

数字化变电站　(digitalized substation)　见变电站自动化系统。

shuziwang chuanshu sunshang

数字网传输损伤　(transmission impairments of the digital network)　造成数字信号在传输过程中出现差错的总称。数字网传输损伤主要有误码、抖动、漂移、时延等。

误码　接收与发送数字信号之间单个数字的差异。在数字信号传输过程中，信息量用比特度量。每个比特所代表的二进制0或1在接收端判决时可能发生差错，信道带宽受限所产生的色散、定时抖动、漂移等，都会导致误码的产生。

国际电信联盟电信标准化部（International Telecommunication Union Telecommunication Standardization Sector，ITU-T）在G.821建议中，定义了以下误码性能事件：①误码秒，即在1s时间间隔内至少发生了1个比特的误码，则这1s记为误码秒；②严重误码秒，即如果1s内的误码率大于或等于10^{-3}，则这1s被称为严重误码秒。定义的误码性能参数为：①误码秒比，即在一个固定测试时间间隔的可用时间内，ES与总秒数之比；②严重误码秒比，即在一个固定测试时间间隔的可用时间内，SES与总秒数之比。

ITU-T在G.826建议中规范了高速率通道的误码性能参数和指标。该建议以块为基础，并采用差错检测编码的测试概念和方法，规范的对象是数字通道，是运行在基群和基群以上速率国际固定比特率数字通道的误码性能事件、参数和指标，主要包括误块、误块秒、严重误块秒、背景误块、不可用时间等。

ITU-T在M.2100建议中规范了专门用来表示信号连接质量的测试指标，包括“开放业务”和“修理准则”，以便服务提供者进行长期的测试分析。

抖动和漂移　数字信号的各有效瞬间相对其理想时间位置的短时偏离称为抖动（jitter）。数字信号的各有效瞬间相对其理想时间位置的缓慢偏离称为漂移（wander）。

一般认为高于几十赫兹的相位变化为抖动，低于几十赫兹的相位变化为漂移（G.823建议中以10Hz变化为界）。

抖动分系统性抖动和随机性抖动。系统性抖动是由于信号再生装置中定时恢复电路调整不当，或者码间干扰以及由于电缆均衡有缺陷而产生幅度到相位变换而引起的，系统性抖动与码型相关；随机抖动来源于内部干扰信号，如中继器的噪声、串话或反射，随机抖动与传输码型无关。

ITU-T在G.823、G.825、G.8251标准中规范了网络系统和设备的抖动和漂移的指标。

时延　指信号传播时间的延长，包括发送时延，传输时延，处理时延和排队时延。

IP业务中，时延常指数据报文从网络的一端传送到另一个端所需要的时间间隔。通常在设备端口吞吐量范围内测

试。传输系统产生的时延又包括地面近程传输、地面远程传输、卫星传输系统和数字设备产生的时延等因素。

参考书目

邓忠礼．光同步传送网和波分复用系统．北京：北京交通大学出版社，2003.

shuangbian hetong

双边合同 (bilateral contract) 电力交易市场中买卖电双方签订的购电合同。在双边合同市场中，发电商和用户直接签订合同并协商价格。双边合同市场不同于电力联营市场和电力交易中心市场。双边合同可以从双边市场或是柜台交易（over-the-ounter，OTC）市场中得到，并通过经纪人或者代理来完成。

在双边市场中，买卖双方一起决定他们在未来交易中的双边合同，一起讨论决定合同中涉及的价格、数量以及时间段。然后，他们将合同信息发给电力交易中心、输电网络调度机构、结算服务人员以及其他有关部门。

在柜台交易（OTC）市场中，所有的买方和卖方都到市场中去寻找未来电力交易的交易伙伴。在他们找到愿意与他们签订双边合同的另外一方时，买卖双方就可以在一起商量价格、数量以及合同交易的时间段，并将这些信息发送给电力交易中心、输电网络调度机构、结算人员以及其他有关部门。

在双边市场和OTC市场中买卖双方签订的双边合同，可以是按照特殊要求采用定制的合同形式，也可以使用标准化的合同形式。双边合同都是长期合同。

市场参与者可以选择在电力交易中心或者在双边市场进行标准合同交易。在双边市场还可以根据交易双方的需要而专门定制合同。电力交易中心为市场提供了一个透明的现货价格，并通过期货合同给出在未来几年内的价格预测。这都为双边合同提供了一个参考价格。

绝大部分的电力双边合同都在交易中心的结算部门结算，另外一部分则由合同双方直接结算。

shuangji baohu

双极保护 (protection for bipole) 反应双极直流输电系统两端换流站内，任何影响双极运行的故障或不正常运行状态的保护。保护一旦检测到影响双极运行的故障，将发出指令快速闭锁双极换流器，以保护双极直流设备，避免影响互联交直流系统稳定运行。

双极保护原则是避免任何情况下的不合适的双极停运，考虑了以下可能的共同的扰动和故障模式：交流系统的干扰，它会导致两个极的扰动；直流侧扰动影响到双极公用设备，如双极中性母线、站接地、金属回线导线、接地极线、转换开关等；避免一个极故障引起另一个极的保护动作。

根据以上原则，仅与一个极的设备有关的保护不能与另一个极有联系，并有独立的测量设备；对于双极共用设备，每极配置一套双极保护，并采用独立的测量回路；与极或双极相关的保护不能跳其他极。在双极方式，连接站内接地网运行时，一极换流器故障将导致双极停运；这样做的目的是防止站接地网因流入的电流过大损坏。

对于换流站直流开关场的中性母线开关、中性母线接地开关、大地回路转换开关和金属回路转换开关的保护，其基本原理均为：当发出开关断开指令，并经整定的延时后，如果仍测到有电流流过开关，则重合此开关，以免开关损坏。对于多个换流器组成的极，为每个换流器单元的旁通开关也设置了这种原理的保护。

直流系统在金属回线运行方式下，一般通过监测运行极的中性母线电流与金属回线线路电流的差值，判断站内金属返回线导线的对地短路故障；并且，钳位接地的换流站利用这个电流差值判断金属回线线路的接地或开路故障；起动停运直流系统的保护程序。

综合以上考虑，双极保护主要有双极中性线母差保护、站内接地过流保护、中性母线接地开关保护、后备中性母线接地开关保护、大地回线转换开关保护、后备大地回线转换开关保护、金属回线转换断路器保护、后备金属回线转换断路器保护、金属回线横差保护、金属回线纵差保护、金属回线接地故障保护、接地极线过载保护、接地极线阻抗监测、接地极线不平衡监测等。

双极中性线母差保护　检测接地极线和极中性母线之间的接地故障并清除故障电流。通过测量极1和极2中性母线电流、接地极线路电流、金属回线导线的直流电流；计算的电流差是保护区内接地故障的判据。当检测到接地故障时，发出暂停指令降低功率到零，并维持较短时间（足够去游离）；然后，释放暂停指令进行再起动尝试；如果是永久性接地故障，发出闭锁和跳闸指令。此保护在金属回线方式运行时不可用。

保护动作的出口方式：双极运行时，先极平衡（如在逆变站，则传送到对站）、切换到冗余系统；单极运行时，转换到冗余系统、指令功率回降；然后，换流器闭锁、极隔离、交流侧断路器跳闸。

站内接地过流保护　检测较大的站内接地电流和保护区内的接地故障，并清除故障电流。通常对换流站内接地网的电压和流入接地网的电流进行检测，如果测到高于保护整定值的过电压或过电流时，则保护动作停运直流系统。保护也可测量接地极线、金属回路导线和极中性母线上的直流电流，计算差值超过一定值时，表明保护范围内发生接地故障。当直流系统为双极平衡运行时，直流接地网过电流保护动作使直流系统双极停运，以避免造成更大的过电流流入，而损坏站内接地系统。

对于背靠背直流输电系统，两侧换流器可以安装在一个阀厅内，没有接地极线路的直流系统利用站接地网一点钳位接地，任何换流器及直流侧接地故障，将通过接地网形成短路回路，流过较大的电流；此时，这个保护功能可作为换流器和直流侧发生接地故障的主保护之一。

保护动作的出口方式：双极运行时，报警、极平衡（如在逆变站，则传送到对站）、切换到冗余系统、闭合中性母线接地开关，用站内接地网运行，延时跳闸；单极运行，切换到冗余系统，换流器闭锁，极隔离。

中性母线接地开关保护　不能从站接地网向接地极线转移电流时，保护中性母线接地开关。与开关串联的直流电流互感器测量流过中性母线接地开关的直流电流。如果开关不能将电流转移到接地极线，保护重合此接地开关。保护与开

关性能配合。

保护动作的出口方式：双极运行时，切换到冗余系统、中性母线接地开关重合闸并闭锁、发极平衡指令（如在逆变站，则传送到对站）；单极运行时，切换到冗余系统，中性母线接地开关重合并闭锁，指令功率回降；闭锁换流器，极隔离，跳开交流侧断路器。

后备中性母线接地开关保护　当不能从站接地网向接地极线转移电流时，保护中性母线接地开关。保护测量金属回线导线电流与两个接地极线电流的和，与中性母线电流的差值进行比较，计算得到流过中性母线接地开关的直流电流。与中性母线接地开关保护配合。保护动作：切换到冗余系统，中性母线接地开关重合并闭锁，指令功率回降，换流器闭锁，极隔离，跳开交流侧断路器。

大地回线转换开关保护　当电流从金属回线向大地回线转移失败时，保护大地回线转换开关。测量流过大地回线转换开关的直流电流；当大地回线转换开关打开但电流不为零时，保护将重合开关。保护与开关性能配合。保护动作：切换到冗余控制系统，重合大地回线转换开关并闭锁。

后备大地回线转换开关保护　当电流从金属回线向大地回线转移失败时，保护大地回线转换开关。保护测量两个接地极线上的直流电流与流过中性母线接地开关的电流之和，与极中性母线电流的差值进行比较，计算得到流过大地回线转换开关的直流电流。与大地回线转换开关保护相配合。保护动作：切换到冗余控制系统，重合大地回线转换开关并闭锁。

金属回线转换断路器保护　当电流从大地回线向金属回线转移失败时，保护金属回线转换断路器。测量两个接地极线的直流电流；当断路器断开时如果直流电流不为零，保护重合断路器。保护应与断路器性能配合。保护动作：切换到冗余控制系统，重合金属回线转换断路器并闭锁。

后备金属回线转换断路器保护　当电流从大地回线向金属回线转移失败时，保护金属回线转换断路器。金属回线导线上的直流电流和流过中性母线接地开关的电流与极中性母线的电流差进行比较；因此，计算得到流过金属回线转换断路器的直流电流。与金属回线转换断路器保护配合。保护动作：切换到冗余控制系统，重合金属回线转换断路器，并闭锁。

金属回线横差保护　检测金属返回导线上的接地故障。利用金属回线横差保护测量极线电流和金属回线导线电流来检测接地故障；保护只在金属返回方式运行期间，且在钳位接地站有效；与保护区内的其他保护配合。保护动作：切换到冗余控制系统，极换流器闭锁，极隔离，交流侧断路器跳闸。

金属回线纵差保护　检测金属回线上的接地故障。此保护测量每个站的金属返回导线电流；只在金属返回方式运行时可用；与金属回线横差保护和金属回线导线接地故障保护相配合；此外，测量并补偿可能的通信延时。保护动作：切换到冗余控制系统，换流器闭锁，极隔离，交流侧断路器跳闸。

金属回线接地故障保护　检测金属返回导线上的接地故障。保护测量站内接地电流和两个接地极线电流来检测接地故障；只在金属返回方式而且仅钳位接地站有效；与金属返回横差保护和金属返回纵差保护相配合。保护动作：切换到冗余控制系统，极换流器闭锁，极隔离，交流侧断路器跳闸。

接地极线过载保护　检测接地极线路过载。通常需对接地极线路设置过流保护，测量接地极线上的直流电流，保护定值与接地极线承受过载水平相关，采用定时限特性。保护动作：切换到冗余控制系统，功率回降到预定值（如在逆变站，则传送到对站）。

接地极线阻抗监测　检测接地极线故障。通过串联谐振电路向接地极线输入高频电流。测量谐振电抗上产生的电压和注入接地极线的电流，通过滤波处理后可得到一个从输入端看进去的阻抗。阻抗的改变是接地极线故障的判据。接地极线路保护还可采用脉冲反射原理。这两种原理的保护均可在小电流（双极平衡运行时小于直流额定电流的1%）时，不使用通信通道测得接地极线的故障。保护动作于报警。

接地极线不平衡监测　对于结构为两根接地极线时，检测接地极线之间的电流不均匀分布，构成接地极线导线接地故障或开路故障的判据。测量两接地极线间的电流差，对两个电流进行不平衡监测，以及对接地极线的电压进行监视，以判断其发生对地短路故障或发生开路故障，保护应发出报警信号，或进一步停运直流系统。保护动作于报警。

参考书目

赵畹君．高压直流输电工程技术．2版．北京：中国电力出版社，2011.

shuidian jianshi yu diaodu xitong

水电监视与调度系统　(monitoring and dispatching system for hydropower)　在电网调度控制中心配置的，实时采集、传输、处理水电站和相关系统的水文、气象、电力和水电站运行数据的调度自动化辅助子系统。利用该系统进行在线水文预报、调洪演算、水库优化调度和水务综合管理等，既为指挥调度水电站的发电行为提供信息，也为防洪防汛决策提供科学依据。

基本功能　包括数据采集及处理、安全监视报警、数据库管理、人机联系、水库调度应用、数据通信及其他。

数据采集及处理　①数据采集。采集的水情数据包括重点水电厂水雨情、闸门状态、水文预报结果和水务计算结果等数据，也包括水位、雨量、水文预报、遥测站工作状态、发电流量、弃水流量、出、入库流量、闸门启闭等数据；采集的机组数据包括重点水电厂机组运行信息和全网水电功率总加信息；采集的气象数据包括卫星云图及天气预报等气象信息，并进行数据的合理性校验、写入数据库、网上发布、数据报警。②数据处理。进行水务自动计算处理，根据水量平衡原理，采用系统水文遥测数据、能量管理系统（energy management system，EMS）机组运行数据、闸门运行数据等，依据多种资料（如库容曲线、出力-水头-流量关系曲线等），按指定的时间间隔自动定时进行计算，给出入库流量、出库流量、泄洪流量、发电流量、耗水率、流域平均降雨等结果。

安全监视报警　实时监视重点水电厂水雨情、闸门启闭信息、水文预报结果和水务计算结果和机组运行信息等，对水位、雨量、流量等要素实现分级越限报警；实时监视计算机广域网中重要设备的运行状态。报警系统可以实时在线监视系统各种动态数据、应用软件、各个节点和网络情况，根据预先设定好的报警项目、报警限值和报警级别，自动进行异常报警。报警方式可以是画面报警、声音报警或电话、传呼报警，并可以远方查询报警信息。

数据库管理　采用主、备冗余的关系数据库，采用集中式管理、分层分布式应用的数据库结构，进行实时数据和历史数据管理。根据不同数据种类分别建立各类数据库或数据库表；可灵活地对数据库中的数据进行增加、修改和删除；可对数据进行自动转存和导入导出；可提供面向高级语言程序的数据库访问接口和水调应用软件标准输入输出接口。支持不同部门的数据交换，并支持中心站中各部门对水调数据的应用。

人机联系　通过图形、报表等方式显示重点水电厂雨情、水情、水文预报结果、调洪演算结果以及发电信息、调峰弃水损失电量等；可对画面、报表、数据等进行在线编辑、修改；对越限报警进行处理；根据需要，可进行各种异常及事故打印、计算统计报表打印和画面拷贝。

水库调度应用　计算重点水电厂调峰弃水损失电量、可调出力、期末蓄能值；计算重点水电厂节水增发电量及水能利用提高率；对实时信息、历史资料等数据进行年月统计分析；编制水电厂单厂或梯级水电厂的洪水调度方案；编制水电厂（群）发电调度计划；进行重点水电厂的中、长期水文预报。根据国家电力调度通信中心制订的电网水调自动化系统实用化要求，水电站水库（群）优化调度不作为水调自动化系统的必备功能。

数据通信及其他　与上级水调自动化系统及其他系统进行通信或信息转发。可对系统进行远方查询、诊断；支持 Intranet，可用浏览器方式查询数据、图表，实现 Web 查询。

基本结构　根据统一调度分级管理的原则，水电监视与调度系统分为四级，即国调级、网调级、省调级和水电厂（站）级水调自动化系统。过去省调及以上级别的水电监视与调度系统是独立于能量管理系统的系统，中国国内已经将该系统作为能量管理系统的一项功能，嵌入到能量管理系统的支撑平台中。随着电网的发展和电力体制改革的深化，网调级的职能将发生变化。（见电力系统调度分层控制）

各级水调自动化系统以水电厂水情自动测报系统为基础，直调水电厂通过电力数据网、微波（见微波中继通信）或租用卫星（见卫星通信）等通信方式按规定给上级调度（网调、省调或国调）上传有关水情数据，相关网、省调处理并按规定转发上级调度所需数据，国调级水调自动化系统为最后一级。

信息安全分区　该系统在信息安全区Ⅱ，电力数据来源于安全区Ⅰ的能量管理系统；与防汛、水文、气象部门有联结，并建立水调 Web 系统，对外提供浏览服务。调度生产管理信息系统在安全区Ⅲ，各区之间采取有效隔离措施，以保证数据的正常传递，保证网络安全。（见电力二次系统安全防护）

发展展望　形成联结各级调度的水电监视与调度系统的广域网。各级水电监视与调度系统共享水情、气象、电力数据，为水库发电、防洪提供了科学手段。随着计算机技术的发展和水调自动化系统的逐步联网，以及电力市场的逐步形成，水电监视与调度系统将由简单的监视报警功能发展为具有许多新的分析和决策功能，包括水电厂中长期水文预报、水电站水库群跨流域补偿优化调度、水库调度经济效益分析与评估、水电站三维视景仿真、水电与电力市场等方面的高级应用功能的交互等，水调自动化系统高级应用功能也将逐步实现实用化。

参考书目

郭生练．水库调度综合自动化系统．武汉：武汉水利电力大学出版社，2000.

shuihuodian hunhe xitong yougong gonglü jingji fenpei

水火电混合系统有功功率经济分配　(hydro-thermal power system economic dispatching)　在水火电混合电力系统短期调度计划中，为满足以日或周为周期的逐时段发电需求所制定的水火电机组发电出力计划。作为优化调度问题，是指在某一调度周期内的各时段，在满足机组运行和电网安全约束的条件下，将系统的总负荷需求在水电和火电机组间进行有功功率经济分配，使整个周期内系统总发电费用（或燃料用量）降至最低。水火电系统有功功率经济分配除满足负荷需要和受发电设备的限制外，还要满足水电厂发电用水的规定。水电厂在水电火电协调中的主要效益是调峰（使火电厂和核电厂出力平稳，并减少机组起停次数）和维持高水头发电。对无须与火电厂（或系统）协调的水力发电系统（如纯水力发电系统）或按计划发电的水电厂，经济调度的目标是发电用水量最少，弃水量最少，水电售电价值最大或购电费用最少等。

水电火电混合系统有功功率经济调度的实用计算方法有协调方程法、动态规划法、网络流规划法和应用大系统分解协调理论法。

协调方程法　可以解决少量定水头和变水头水电厂的水电火电调度问题。

定水头水电厂的水电火电协调方程式　在短周期调度中某些大水库或高水头水电厂的水位变化较小，在经济调度中可以忽略水头变化的影响，由此可以建立最简单的定水头水电厂水电火电调度模型。

定水头水电厂的水电火电经济调度问题可以归结为，分配系统中 m 个火电厂和 n 个水电厂的各时段的出力，使 T 个时段的调度周期内总发电燃料费用最低，即

$$\sum_{t=1}^{T}\sum_{i=1}^{m}F_{i,t}(P_{i,t}) \rightarrow \min \tag{1}$$

并满足各时段系统功率平衡条件

$$\sum_{i=1}^{m}P_{i,t}+\sum_{j=1}^{n}P_{j,t}-P_{D,t}-P_{L,t}=0 \quad (t=1,2,\cdots,T) \tag{2}$$

和各水电厂发电用水量平衡条件

$$\sum_{t=1}^{T}Q_{j,t}(P_{j,t})-W_j=0(j=1,2,\cdots,n) \tag{3}$$

式中 i 为火电厂序号；j 为水电厂序号；t 为时段序号；F 为火电厂发电费用；P 为发电厂有功出力；P_D 为系统有功负荷；P_L 为系统网损；Q 为水电厂发电用水流量；W 为水电厂在调度周期内可用的发电水量。

定水头水电厂水电火电协调方程式为

$$\frac{\dfrac{dF_{i,t}}{dP_{i,t}}}{1-\dfrac{\partial P_{L,t}}{\partial P_{i,t}}}=\frac{\gamma_j\dfrac{dQ_{j,t}}{dP_{j,t}}}{1-\dfrac{\partial P_{L,t}}{\partial P_{j,t}}}=\lambda_t$$

$$(i=1,2,\cdots,m;j=1,2,\cdots,n;t=1,2,\cdots,T) \quad (4)$$

式中 dF/dP 为火电厂发电费用微增率；dQ/dP 为水电厂耗水微增率；$\partial P_L/\partial P$ 为发电厂网损微增率；λ_t 为时段 t 系统等值发电费用微增率，满足式（2）；γ_j 为水电厂 j 的水电转换价值，满足式（3）。

水电转换价值 γ_j 表示水电厂 j 单位流量能代替火电的燃料费用。γ 值主要与每个水电厂工作水头及该水电厂在系统负荷曲线上的工作位置有关。工作水头高的水电厂的 γ 值大，同一水电厂在库水位高时 γ 值变大；一个水电厂发电用水量由大变小时，系统 λ 由小变大，因而 γ 也由小变大。

变水头水电厂水电火电协调方程式　日（或周）调节水库的水位在一天（或周）的调度周期内是变化的，调度中应考虑调峰、水头、效率及弃水等因素。

在变水头水电厂模型中应将日（或周）水量平衡方程式（3）改为逐时段水量平衡方程式

$$X_{j,t-1}+J_{j,t}-X_{j,t}-Q_{j,t}-Y_{j,t}=0 \quad (5)$$

$$(j=1,2,\cdots,n;t=1,2,\cdots,T)$$

式中 X 为存水量；J 为天然来水量；Y 为弃水量。变水头水电厂的水电火电协调方程式为

$$\frac{\dfrac{dF_{i,t}}{dP_{i,t}}}{1-\dfrac{\partial P_{L,t}}{\partial P_{i,t}}}=\frac{\gamma_{j,t}\dfrac{\partial Q_{j,t}}{\partial P_{j,t}}}{1-\dfrac{\partial P_{L,t}}{\partial P_{j,t}}}=\lambda_t \quad (6)$$

$$(i=1,2,\cdots,m;j=1,2,\cdots,n;t=1,2,\cdots,T)$$

式中 γ 在调度周期内是变化的，其规律为

$$\gamma_{j,t}=\gamma_{j,0}e^{\int_0^t \frac{\partial Q}{\partial X}dt} \quad (7)$$

$$(j=1,\ 2,\ \cdots,\ n;\ t=1,\ 2,\ \cdots,\ T)$$

式中 $\gamma_{j,t}$ 在调度周期内是逐渐减少的，即早期少发电，后期多发电，尽量保持较高的水位。

梯级水电厂水电火电协调方程式　在水力上有串联关系的水电厂群中，调度周期内发电用水有相互影响的水电厂要联合调度，组成一个梯级调度组。梯级水电厂的水量平衡方程式要考虑上一级水电厂的放水，即

$$X_{j,t-1}-X_{j,t}+J_{j,t}+Q_{j-1,t-\tau}-Q_{j,t}$$
$$+Y_{j-1,t-\tau}-Y_{j,t}=0 \quad (8)$$

$$(j=1,\ 2,\ \cdots,\ n;\ t=1,\ 2,\ \cdots,\ T)$$

式中 τ 为上一级电厂放水到本级电厂的流达时间。因此，$Q_{j-1,t-\tau}$ 和 $Y_{j-1,t-\tau}$ 分别为上一级电厂 $j-1$ 在 $t-\tau$ 时段的发电用水和弃水在时段 t 成为电厂 j 的来水。

考虑上下游电厂联系的梯级水电厂水电火电协调方程式为

$$\frac{\dfrac{dF_{i,t}}{dP_{i,t}}}{1-\dfrac{\partial P_{L,t}}{\partial P_{i,t}}}=\frac{(\gamma_{j,t}-\gamma_{j+1,t+\tau})\dfrac{\partial Q_{j,t}}{\partial P_{j,t}}}{1-\dfrac{\partial P_{L,t}}{\partial P_{j,t}}}=\lambda_t \quad (9)$$

$$(i=1,2,\cdots,m;j=1,2,\cdots,n;t=1,2,\cdots,T)$$

水电厂 j 在时段 t 的发电用水 $Q_{j,t}$ 不仅要考虑本电厂本时段的发电价值，而且要考虑下一级电厂 $j+1$ 在时段 $t+\tau$ 的发电价值。这时 γ 的变化比较复杂，加上很多水力条件的约束，计算十分困难。

动态规划法　根据最优化原理将某一周期的总体优化问题化为逐时段的分布优化问题。此法的优点是可以避开微增率的不连续问题；缺点是状态量过多，计算量和储存量过大。实用上采取逐次逼近的形式。

变步长动态规划　先以大步长划分状态计算较粗略的解；再在此解的某一范围内以较小步长划分状态计算较精细的解；继续缩小步长，逐步达到足够精度的解。

微增动态规划　以某一初始解为中心，在邻近的有限状态量的带状区域内搜索更优的解；再在以新解为中心的带状区域内搜索进一步优化的解；继续这一过程逐步达到最优解。

松弛动态规划　也称降维动态规划，即将多个水电厂分开，在其他水电厂出力不变的情况下，用动态规划优化一个水电厂的调度计划；再将此电厂固定在新的出力上，优化下一个水电厂的调度计划；照此循环优化各水电厂的调度计划，直到最优解。

网络流规划法　可以进一步解决梯级电厂和抽水蓄能电厂的水电火电调度问题。此法以网络模型为基础，常用的网络模型有梯级网络模型和抽水蓄能电厂的网络模型两种。

梯级网络模型　图 1 表示含有两个水电厂和一个火电厂的简单系统。两个水电厂 3 个时段网络模型如图 2 所示，J 为自然来水弧；Q 为发电用水弧；X 为存水弧。各种物理量在弧上表示为“流”，它们流过弧时要付出“费用”，弧上有流量“限制”。例如发电弧上的“流”是发电流量 $Q_{j,t}$；费用是该时段发电能替换的火电燃料费 $-\lambda_t(\partial P_{j,t}/\partial Q_{j,t})Q_{j,t}$；“限制”为发电流量限制 $Q_{j,\min}$ 和 $Q_{j,\max}$。S 为发点，R 为收点，其他节点是按电厂序号和时段序号划分的，这里假设电厂间水流的流经时间为一个时段。各节点所连各弧上的“流”（流量和存水量）满足基尔霍夫第一定律，因此这一网络图直接表达了水量平衡关系式（8）。

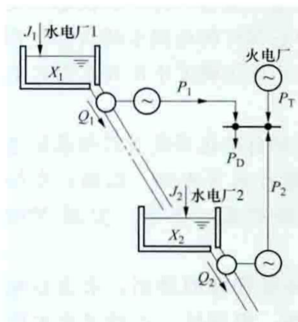


图 1　含有梯级水电厂的简单系统

以此梯级水电厂网络模型为基础，应用网络流规划法可以有效解决水电火电优化调度问题。

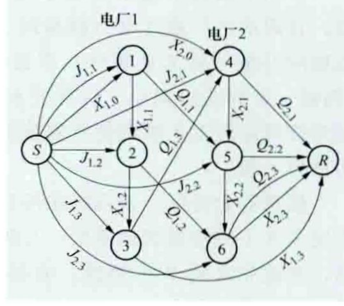


图 2　梯级水电厂网络模型

抽水蓄能电厂的网络模型　抽水蓄能电厂在系统峰荷时发电，低谷时抽水蓄能，有较大

的调峰效益，当然在这一过程中要损失一部分能量。

图 3 和图 4 表示一个抽水蓄能电厂和其三时段的网络模型，图中 U 为上池（库）；L 为下池（库）；J 为天然来水；Y 为下池放水；Q 为发电或抽水流量弧，其方向发电为正，抽水为负，特性表示为

$$P=\begin{cases}P_G(Q) & (Q\geqslant 0)\\ P_P(Q) & (Q<0)\end{cases} \tag{10}$$

式中 $P_G(Q)$ 为发电特性曲线；$P_P(Q)$ 为抽水特性曲线。若考虑变水头影响，P_G 和 P_P 应进一步表示为 Q、X_U 和 X_L 的函数，流量弧 Q 在发电时单位费用为 $-\lambda_t(dP_G/dQ)$，抽水时为 $-\lambda_t(dP_P/dQ)$。基于这样的网络模型，用网络流规划法解决抽水蓄能电厂的水电火电经济调度问题是非常有效的。

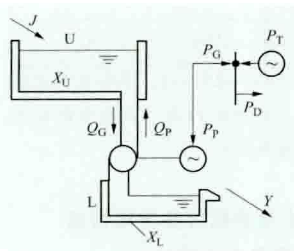


图 3 抽水蓄能电厂示意图

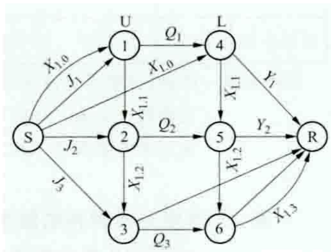


图 4 抽水蓄能电厂网络模型

大系统分解协调法 可以将高维数的总体求解问题化为多个低维数的子问题的协调求解过程，是解决水电火电混合系统有功功率经济分配问题的有效处理方法。对复杂的水电火电经济调度，可先将整体优化问题分解为水电和火电调度两个子问题，然后分别优化这两个子问题，并通过协调级将其联系起来，使之逐步达到总体最优。图 5 表示采用 λ 协调的水电火电调度的优化过程。火电子系统是在固定水电计划的条件下（即已知各 $P_{j,t}$）优化火电计划；协调级将火电优化调度得到的各时段系统等值发电费用 λ_t 送给水电调度子系统；水电调度子系统在已知的 λ_t 条件下优化水电计划（$P_{j,t}$）；协调级将新的水电计划（$P_{j,t}$）送给火电调度子系统。重复这一过程，直到总的发电费用不再下降，即达到了水电火电最优调度计划。协调方程法是大系统分解协调理论的直接应用。

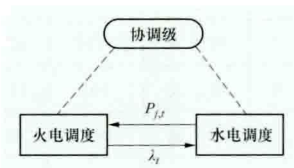


图 5 火电水电分解协调

shuili fadian

水力发电 (hydropower)

开发河川或海洋的水能资源，将水能转换为电能的工程技术。采取集中水头和调节径流等措施，把天然水流中蕴藏的势能和动能转换为水轮机的动能，再以水轮机为原动力，推动发电机产生电能，最后经输变电设施将电能送入电力系统或直接供电给用户。水力发电有多种形式，利用河川径流水能发电的为常规水电；利用海洋潮汐能发电的为潮汐发电；利用波浪能发电的为波浪发电；利用电力系统低谷负荷时的剩余电力抽水蓄能，高峰负荷时放水发电的为抽水蓄能发电。

基本原理 水体由上游高水位，经过水轮机流向下游低水位，以其重力做功，推动水轮发电机组发出电力。机组单位时间内输出的电能称为功率，它与上下游水位差（称为水头）和单位时间流过水轮机的水体体积（称为流量）成正比

$$P=\eta\rho gQH$$

式中 P 为水力发电的功率，W；η 为引水系统、水轮机和发电机的总效率（$\eta<1.0$，对大中型水电站，一般取 0.87 左右）；ρ 为水的密度，kg/m³，淡水密度取 1000kg/m³；g 为重力加速度，取 9.81m/s²；Q 为通过水轮机的流量，m³/s；H 为水头，m。

特点 水力发电具有下列特点：

（1）水能是可再生能源。地球表面的水体（以海洋为主），在太阳能的作用下，蒸发成水汽升到高空，在风力推动下，部分水汽被吹向大陆，在适当条件下凝结成水滴下降，经地面汇集补给河川径流，再汇入海洋或内陆湖泊。这是一个以太阳能为动力的水文循环，周而复始，永不停息。河川径流是这一循环中的一个环节，因而水能资源不断再生。潮汐能是由月球和太阳的引力作用产生的，波浪能是由风力作用产生的，也都不断再生。利用这些可再生的水能发电，可节省火电和核电消耗的煤、油、天然气和铀等不可再生的宝贵矿产资源。

（2）水力发电是清洁的电力生产，不排放有害气体、烟尘和废渣等污染物。

（3）水力发电的效率高，常规水电站水能的利用效率在 85%左右。

（4）水力发电与火力发电等不同，可同时完成一次能源开发和二次能源转换。

（5）水力发电的生产成本低廉。无须购买、运输和储存燃料；所需运行人员较少、劳动生产率较高；管理和运行简便，运行可靠性较高。

（6）水轮发电机组起停灵活，输出功率增减快、可变幅度大，是电力系统理想的调峰、调频和事故备用电源。

（7）受河川天然径流丰枯变化的影响，水电站可发电力在年内和年际间变化较大，与用户用电需要不完全适应。因此，一般水电站需建设水库调节径流，以适应电力系统负荷的需要。现代电力系统一般采用水电站、火电厂、核电厂联合供电的方式，既可弥补水力发电天然径流丰枯不均的缺点，又能合理利用丰水期水电电量，节省火电厂消耗的燃料。潮汐能和波浪能也随时间变化，宜与其他类型电站配合供电。

（8）水电站的水库可以综合利用，发挥防洪、灌溉、航运、城乡生活和工矿生产供水、养殖、旅游等效益。如安排得当，可以做到一库多用、一水多用，获得最优的综合经济效益和社会效益。

（9）部分建有较大水库的水电站，水库淹没损失较大，移民较多。大坝阻隔、水库淹没及调节径流改变了原有水文情势，对生态环境有一定影响。这些问题需妥善处理。

（10）水能资源在地域上分布不均，建坝条件较好和水库淹没损失较小的大型水电站站址往往位于远离用电中心的偏僻地区，施工条件较困难，需要建设较长的输电线路，增加了造价和输电损失。

开发原则 水力发电涉及一次能源开发、电力系统规划

和运行、水资源综合利用、社会经济发展和生态环境等诸多方面，开发水电要重视以下几点：

（1）做好地区电源及水电发展规划。根据地区用电负荷发展预测、地区一次能源规划、河流规划等工作成果，考虑与其他地区可能的能源与电力交换、水力发电与其他能源发电的最佳配合、水资源综合利用以及对生态环境影响等因素，按照全系统整体效益最优原则，统筹安排地区电力系统的电源构成、联合运行方式和水电站、火电厂的建设时序。

（2）连续开发河流梯级水电站和分片集中建设水电站群，是节约投资、加快水电建设进度的有效途径。

（3）在土地淹没和移民安置允许的条件下，在河流上游修建大型水库可提高全河径流的经济利用。在地形条件许可并对水资源利用有利时，可考虑跨流域引水开发方式。

（4）水电站建设要根据具体条件因地制宜，大、中、小型并举，高、中、低水头并举，选择合理的水电站类型。在河川水能资源较缺乏地区，靠近用电中心可选择有利地点建设抽水蓄能电站，以满足电力系统调峰要求。在潮汐资源有利地区，可研究开发潮汐电站。

（5）重视水电站的环境影响，做好环境保护设计和实施。

（6）重视水库淹没损失，做好水库移民安置规划并切实实施，使居民迁移后能在新的环境中发展生产、安居乐业。

（7）严格执行基建程序，遵循规程规范要求。加强水电工程前期设计工作，科学制订工程建设方案；加强工程建设管理，严格施工质量检查与控制，保证工程质量安全。

建设规模　自1950年起，联合国对世界各国的电力发展进行统计。1950年全世界水电装机容量共计72000MW，其中欧洲、北美洲和大洋洲占83.1%，亚洲、非洲和南美洲仅占16.9%。根据英国《国际水电与大坝》统计，2010年全世界水电装机容量超过937324MW，其中欧洲、北美洲和大洋洲占38%，亚洲、非洲和南美洲增至62%。61年内，水电装机容量的平均年增长率为4.4%，见表1。表2列出了1950～2010年水电开发较多的国家水电装机发展情况。其中，中国、委内瑞拉、印度、巴西等国发展较快，平均年增长率达到6.9%～11.2%。中国1949年水电装机容量为362MW，居世界第20位；1990年水电装机容量为36050MW，居世界第6位；到1995年为52184MW，居世界第3位；2010年达到216060MW，上升至世界第1位。61年内中国平均年增长率为11.1%，其中6个10年的年平均增长率顺序为18.9%、11%、12.7%、6.1%、7.8%和10.4%，2009～2010年为10.1%。中国水能资源居世界首位，仍有很大发展潜力。根据中国水能资源分布情况、开发条件和国民经济发展需要，中国政府提出了建设大型水电基地的构想，已规划形成十四大水电基地。

沿革　人类很早就利用水力机械进行提水灌溉和农产品加工等生产活动。水力发电是在发电机和输电技术发明并得到实用之后才发展起来的。19世纪70年代末，法国、德国、英国、美国等开始建设小型水电站，已有130多年的历史。随着电力系统的不断扩大，水工建设、机电设备制造和输电技术不断进步，大坝越建越高，水轮发电机组越造越大，水电站单站装机容量也迅速增大。1882年美国建造第一座商用水电站时，其装机容量仅为10.5kW。1941年，美国大古力水电站一期工程装机容量就达到了1974MW。1984年11月发电的巴西和巴拉圭两国合建的伊泰普水电站装机

表1　世界各大洲水电装机容量发展情况

洲别	1950年		2010年		1950～2010年平均年增长率（%）
	装机容量（MW）	占世界总量的比例（%）	装机容量（MW）	占世界总量的比例（%）	
亚洲	8139	11.3	411104	44	6.8
非洲	546	0.8	24646	3	6.6
欧洲	32499	45.1	177702	19	2.9
南美洲	3422	4.8	140926	15	6.4
北美洲	26456	36.7	169585	18	3.1
大洋洲	938	1.3	13371	1	4.5
世界合计	72000	100	>937324	100	4.4

资料来源：联合国《世界能源供给（1950～1974）》、联合国《世界能源统计年鉴（1995）》、英国2011年《国际水电与大坝》杂志发布的《世界地图集》。

表2　水电开发较多的国家水电装机容量发展情况
（按2010年水电装机容量大小排序）

序号	国家	装机容量（MW）			
		1950年	1980年	2010年	1950～2010年平均年增长率（%）
1	中国	583	20320	216060	10.4
2	巴西	1536	27522	85000	6.9
3	美国	18675	76651	78200	2.4
4	加拿大	7782	47770	>75000	3.8
5	俄罗斯	3218	52511	46873	4.6
6	印度	562	11794	35824	7.2
7	挪威	2902	20012	29973	4.0
8	日本	6559	29776	27571	2.4
9	法国	5272	19285	21300	2.4
10	西班牙	1711	12828	18559	4.1
11	意大利	7407	15826	17800	1.5
12	瑞典	3230	14859	16200	2.7
13	委内瑞拉	70	2920	14627	9.3
14	瑞士	2860	11450	12297	2.5

注：水电装机容量中，包括常规水电站和抽水蓄能电站。

资料来源：1990年以前的数据来源于联合国《世界能源供给（1950～1974）》、联合国《世界能源统计年鉴（1980、1990、1995）》，1999年与2010年的数据来自英国《国际水电与大坝》杂志2000年与2011年发布的《世界地图集》。

容量为12600MW，是20世纪世界上已建的最大水电站。20世纪世界上最高的坝为塔吉克斯坦努列克水电站大坝（见图1），最大坝高300m，于1980年建成。美国大古力水电站建成时，其混流式机组是当时单机容量最大的机组，容量达700MW。中国正在建设的雅砻江锦屏一级水电站（2013年9月第一台机组投产发电），最大坝高305m，是世界上已建、在建的最高的混凝土双曲拱坝。



图1　塔吉克斯坦努列克水电站大坝

中国建设水电站起步较晚。1905年台湾省建龟山水电站，装机容量600kW。1912年云南省建石龙坝水电站，仅装有2台容量为240kW的混流式水轮发电机组，见图2。1949年以前，除丰满水电站（设计规模563MW）和水丰水电站（设计规模630MW）装机容量较大外，其他水电站规模均甚小。1949年以后，中国进行大规模经济建设，水力发电事业有了长足发展，筑坝技术和机电设备制造技术有了很大提高。1981年7月发电的葛洲坝水电站，装机容量2715MW，装有转轮直径为11.3m的轴流转桨式水轮机，是世界上直径最大的水轮机。1998年8月发电的二滩水电站，装机容量3300MW，混流式水轮发电机组单机容量550MW，混凝土双曲拱坝最大坝高240m。长江三峡水利枢纽主体工程于1994年12月正式开工，2003年第一批机组发电，2009年全部建成发电，电站装机容量22500MW，是世界上装机规模最大的水电站。图3为三峡水利枢纽工程大坝泄洪。

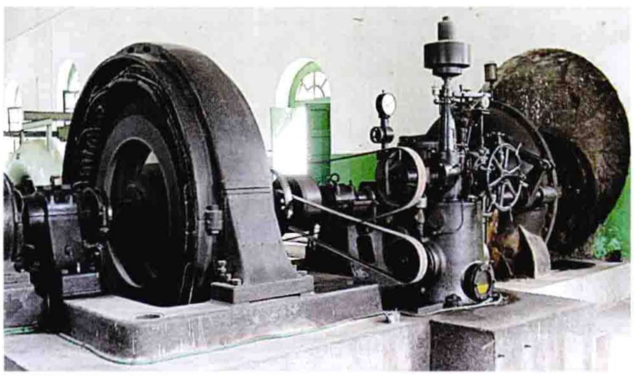


图2　石龙坝水电站发电机组



图3　三峡水利枢纽工程大坝泄洪

shunxu kongzhi

顺序控制　(sequence control)　见变电站自动化系统智能化应用功能。

suiji chaoliu jisuan

随机潮流计算　(probabilistic load flow calculation)

考虑影响潮流的多种因素随机变化情况下的电力系统潮流计算。随机潮流计算是电力系统稳态运行情况的一种宏观的统计方法，它考虑了系统运行中的各种随机因素，如负荷波动、发电机故障停运以及输电元件故障停运等对稳态运行的影响，由给定的节点注入功率、网络结构等数据的概率分布，经计算求得系统运行电压、支路潮流的概率分布情况。随机潮流计算比一般潮流计算更能揭示电力系统运行的特性，便于发现系统运行的潜在危险及薄弱环节，从而得到更有参考价值的信息。

计算方法　随机潮流的建模及求解方法分为模拟法和解析法两种。

模拟法　利用蒙特卡洛模拟法随机采样选取系统的运行状态，用定量的数值代替随机变量和系统模型参数，而后对每种状态的数据进行确定性的潮流分析，最后进行统计得到计算结果，如节点电压、支路潮流的均值及越限的概率等。

解析法　通过数学表达式来分析系统潮流，而最终的结果也以数学表达式的方式展现。解析法进行随机潮流计算包括两部分：简化潮流方程为线性关系式，然后再利用随机变量之间的线性关系进行卷积计算。

(1) 潮流方程线性化。可利用直流潮流模型（见潮流计算直流法）、$P-Q$分解潮流模型（见潮流计算$P-Q$分解法）或交流潮流模型将潮流方程简化为线性关系式。

对于交流潮流模型，由网络方程可得出节点注入功率方程，采用极坐标表示如下

$$\begin{cases} P_i = U_i \sum\limits_{j \in i} U_j (G_{ij}\cos\theta_{ij} + B_{ij}\sin\theta_{ij}) \\ Q_i = U_i \sum\limits_{j \in i} U_j (G_{ij}\sin\theta_{ij} - B_{ij}\cos\theta_{ij}) \end{cases} \tag{1}$$

写成一般的形式

$$S=f(U) \tag{2}$$

式中 S 表示节点注入功率向量，包括节点有功和无功；U 表示节点电压向量，包含电压幅值和相位。在随机潮流的模型中它们都是随机变量。

将式（2）利用泰勒级数在 U_0 展开

$$S=S_0+\Delta S=f(U_0+\Delta U)=f(U_0)+J_0\Delta U+\cdots \tag{3}$$

其中

$$S_0=f(U_0) \tag{4}$$

所以

$$\Delta S\cong J_0\Delta U \tag{5}$$

因此可得

$$\Delta U=J_0^{-1}\Delta S \tag{6}$$

式（6）是一组线性变换公式，ΔU 的分布可以通过 ΔS 的分布利用卷积公式求解。J_0 为正常情况用牛顿-拉夫逊法进行潮流计算时最后一次迭代所形成的雅可比矩阵。

（2）随机变量卷积运算。随机变量的卷积运算主要有递归卷积算法和半不变量法两种。常规的递归卷积算法计算量较大，不适合大电网的计算。半不变量法是一种数学运算方法，可以用来进行随机变量的卷积运算，计算量与电网的关系不大，因此得到广泛应用。

半不变量（cumulant）是随机变量的一种数字特征，它可由随机变量的各阶矩求得。半不变量具有可加性：对于多个相互独立的随机变量，其和的半不变量等于各变量的半不变量之和。因此，可以由随机变量的分布求出其各阶半不变量，把独立随机变量的卷积运算简化为半不变量的求和运算。当求出总的半不变量后，还需将其还原成随机变量的分布。在电力系统中主要用 Gram-Charlier 级数展开式，把随机变量的分布函数表达为由正态随机变量各阶导数组成的级数。

为了利用 Gram-Charlier 级数展开式来逼近随机变量的分布，首先要求出该变量的各阶半不变量。对于所研究的问题来说，需要求出 ΔS、ΔU 的各阶半不变量。假定各节点注入功率的随机变量是独立的，根据式（6）可以得出

$$\Delta U^{(k)}=(J_0^{-1})^{(k)}\Delta S^{(k)} \tag{7}$$

式中 $\Delta U^{(k)}$、$\Delta S^{(k)}$ 分别为各随机变量的各阶半不变量，$(J_0^{-1})^{(k)}$ 是矩阵 J_0^{-1} 中元素 k 次幂所构成的矩阵。

当知道各随机变量的各阶半不变量之后，可利用 Gram-Charlier 级数求出各节点电压的概率分布。类似地，可求出各支路功率的概率分布。

应用 概率潮流可以确定的评价指标包括：①支路潮流概率分布、极大值及期望值；②变压器载荷概率分布、极大值及期望值；③系统有功不足时的概率分布、极大值及期望值；④节点电压的概率分布、极大值、极小值及期望值；⑤发电机（PV 节点）无功出力的概率分布、极大值及期望值；⑥系统被分裂成两个以上孤岛的概率；⑦节点或变电站被孤立的概率，等等。根据这些信息，结合元件设计参数可以确定任一线路潮流大于其输电极限容量的概率、节点电压越限概率和发电机无功出力越限概率等派生指标，供规划和运行人员参考。

随着以风能、太阳能为代表的间歇性能源的大规模并网，电力系统的安全运行面临巨大的挑战，而随机潮流计算可以作为一种有效的方法，来研究新能源的接入对电力系统造成的影响。

参考书目

王锡凡，方万良，杜正春．现代电力系统分析．北京：科学出版社，2003.

康重庆，夏清，徐玮．电力系统不确定性分析．北京：科学出版社，2011.

suiji shengchan moni

随机生产模拟 （stochastic production simulation）

在同时考虑机组的随机故障特性及电力电量约束的条件下，通过模拟各机组的生产过程，计算系统可靠性指标及系统生产成本的算法。随机生产模拟考虑了有关不确定性因素，如未来电力负荷的随机波动、发电机组在运行中的随机停运等情况。随机因素的考虑使生产模拟更深刻地描述了电力系统的生产过程。它不仅使生产成本的估算更加合理准确，同时也给出了发电系统运行的可靠性指标。

发电系统可靠性主要是进行电源与负荷之间的裕度分析，因此与电源的容量及发电量等许多因素有关。如果仅考虑容量约束，即仅考虑机组的故障情况，而不考虑电量约束，如电力系统检修计划、水电站的水文情况等，计算结果会有较大误差。随机生产模拟可同时考虑机组的容量约束及电量约束，进而可计算系统可靠性指标及系统生产成本。此外，对于水电比重较大的电力系统，各水电站在不同的月份及各水电站之间的来水有很大的区别，在枯水季节受来水量的限制，系统可能会有很大的空闲容量，用随机生产模拟可更好地处理这些问题。

基本原理　等效持续负荷曲线（ELDC）是随机生产模拟的重要概念。图 1 表示一条持续负荷曲线，横坐标表示系统的负荷，纵坐标表示持续时间，T 表示研究周期，可以是年、月、周等。曲线上任何一点（x，t）表示系统负荷大于或等于 x 的持续时间为 t，即

$$t=F(x) \tag{1}$$

图中 C_t 为系统总装机容量，对应于 C_t 处的时间 t_L 为失负荷期望值，阴影部分面积为系统电量不足期望值（$EENS$）。图 1 假定系统总装机容量小于系统最大负荷 x_{max}，且不考虑机组随机故障。

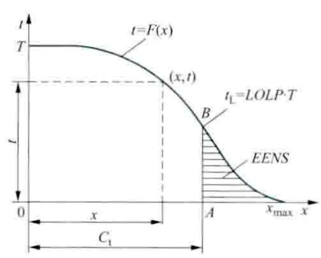


图 1　持续负荷曲线

用周期 T 除式（1）两端，可得

$$p=f(x)=F(x)/T \tag{2}$$

式中 p 可以看作是系统负荷大于或等于 x 的概率，此时尚未考虑机组随机故障，见图 2 中最左侧一条曲线 $f^{(0)}(x)$。

等效持续负荷曲线是把发电机组的随机故障影响当成等效负荷对原始持续负荷曲线不断修正的结果。当发电机组故障时，系统的等效负荷就要增大，相应地对应于 x 的概率 $f(x)$ 也会增大，图 2 中右侧的几条曲线表示依次考虑各机组故障特性时等效负荷的增长。

当机组的发电量无约束时，电力系统随机生产模拟就是

顺序求出各机组的发电量并修正等效持续负荷曲线。设考虑了前 $i-1$ 台发电机随机故障的等效持续负荷曲线为 $f^{(i-1)}(x)$，第 i 台机的强迫停运率为 q_i，机组 i 的容量为 C_i，其运行概率 $p_i=1-q_i$。

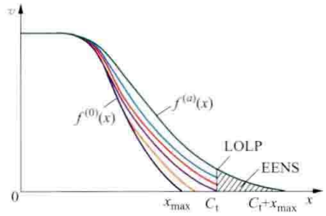


图 2 等效持续负荷曲线与可靠性指标

若令

$$x_i = \sum_{k=1}^{i} C_k \tag{3}$$

则第 i 台发电机组的发电量应为曲线 $f^{(i-1)}(x)$ 下对应于容量 x_{i-1} 到 x_i 之间面积再乘以周期 T 和机组 i 的运行概率 p_i，即

$$E_{gi} = Tp_i\int_{x_{i-1}}^{x_i} f^{(i-1)}(x)\mathrm{d}x \tag{4}$$

然后考虑机组 i 的随机故障，对等效持续负荷曲线进行修正，其卷积计算公式为

$$f^{(i)}(x) = p_i f^{(i-1)}(x) + q_i f^{(i-1)}(x-C_i) \tag{5}$$

这个过程可以对每个发电机组顺序进行，直到所有机组处理完毕为止。在发电机组逐个卷积的过程中，等效持续负荷曲线也在不断变化，最大等效负荷在不断增大。设系统中共有 n 台发电机组，其总容量为 C_t。当全部发电机组卷积运算结束以后，等效持续负荷曲线为 $f^{(n)}(x)$，最大等效负荷为 $x_{\max}+C_t$，如图 2 最右侧一条曲线所示。这时系统电力不足概率 $LOLP$ 及电量不足期望值 $EENS$ 分别应为

$$LOLP = f^{(n)}(C_t) \tag{6}$$

$$EENS = T\int_{C_t}^{x_{\max}+C_t} f^{(n)}(x)\mathrm{d}x \tag{7}$$

当电力系统中只有火电机组时，无论机组卷积的顺序如何，计算得出的可靠性指标都是一致的。但为了使系统获得最大的经济效益，应当让经济性好的机组多发电，因此可以按照煤耗微增率从小到大确定各机组带负荷的顺序。

含水电的随机生产模拟 当系统中包含水电机组等发电量受一次能源限制的机组时，生产模拟的过程就变得非常复杂了。如水电机组是给定电量的机组，其发电量是由水文情况及水库调度决定，因此其发电量是有约束的。这样其带负荷顺序无法事先确定，而是要在生产模拟的过程中，根据水电机组的容量和电量寻找其最佳运行位置。

为了发挥水电效益，在安排水电机组运行时应遵循两条原则：充分利用水能发电量，尽量避免弃水；带尖峰部分负荷，取代不经济的火电机组，节约更多的燃料，发挥其调频作用。

在随机生产模拟中，等效持续负荷曲线在不断变化。各负荷段所需电量也随之不断变化。因此，为了给水电机组寻找一个适当的带负荷位置，就需要不断进行试探。较严格而高效的模拟水电机组的算法是，在等效持续负荷曲线下寻找相当于水电机组容量 C_H 的一段，其面积恰好等于水电机组的给定电量 E_A，以此作为单个水电机组在随机生产模拟中带负荷的原则。

用公式可以把水电机组带负荷的条件表示为

$$E_L = E_A \tag{8}$$

$$P_{HL} = C_H \tag{9}$$

式（8）表示水电机组所分担的负荷电量 E_L 等于其给定电量 E_A，这个条件保证水能电量的充分利用。式（9）表示水电机组所担当的最大负荷 P_{HL} 应等于其运行容量 C_H，这个条件保证获得最大的燃料节约。

在寻找水电机组运行位置的过程中，首先判断当前位置是否满足以上条件，若不满足，则按顺序安排一台火电机组运行。每安排一台火电机组运行，水电机组向右移动一段与该火电机组容量相应的距离。由于这种移动不是连续的，很难保证式（8）恰好成立。因此在算法上将用下式代替

$$E_L \leqslant E_A \tag{10}$$

按这种方法确定运行位置会使水电机组出现剩余电量

$$\Delta E = E_A - E_L \tag{11}$$

为了充分利用水能电量，应将水电机组运行位置向左调整，即该水电机组左邻火电机组应减少 ΔE 的发电量。这个过程被称为电量调整过程。

当电力系统包含两台或多台水电机组时，随机生产模拟比上述情况要复杂得多，其计算过程可简单地归纳如下。设系统中有 N_H 台水电机组，把它们按利用小时数大小从左到右排列，形成水电机组特征矩形的序列图。特征矩形的高为利用小时数，底为容量，面积为电量。当把序列图从左向右移动，在等效持续负荷曲线的某一区间满足以下条件

$$\sum_{j=1}^{K} E_{Aj} < \sum_{j=1}^{K} E_{Lj} \, (K = 1,2,\cdots,n-1) \tag{12}$$

$$\sum_{j=1}^{n} E_{Aj} = \sum_{j=1}^{n} E_{Lj} \tag{13}$$

则前 n 个水电机组即可带相应位置的负荷。此时可以逐个进行这 n 台水电机组的卷积计算，修正等效持续负荷曲线。其余 N_H-n 台水电机组的序列图应继续向右移动，继续寻找其运行位置。

算法 随机生产模拟有许多不同的算法，有半不变量法（见随机潮流计算）、标准卷积法、等效电量函数法（equivalent energy function method，EEF 法）等。其中等效电量函数法是在计算效率和精度两方面都比较好的方法。该方法的原理简单，而且在处理给定电量的发电机组（如水电机组、抽水蓄能机组）时非常灵活。

随机生产模拟各种算法的基本功能大致相似，主要包括：①提供各种类型发电厂在模拟期间的发电量、燃料消耗量及燃料费用；②给出电力系统中各水电厂及抽水蓄能电厂在负荷曲线上的最佳工作位置及水能利用情况；针对水电厂可能出现的不同水文情况，分别制定系统调度对策；③进行电力系统电能成本分析；④计算电力系统可靠性指标，包括电量不足期望值（$EENS$）和电力不足概率（$LOLP$）（见发电系统可靠性指标）。

应用 随机生产模拟方法在电力系统运行规划、成本核算以及与其相邻电网互购电力电量等方面得到了广泛应用。随机生产模拟既可用于电力系统电源规划，也可用于制订现有电力系统的年度或月度运行计划。用随机生产模拟分析现有电力系统的运行计划时，采用的模拟周期比较短，根据具

体要求，可以用周或天，甚至小时作为模拟的周期。当用于电源规划时，模拟周期往往用月甚至季。

另外，随机生产模拟也可以作为分析电价、成本的工具。对于风电等新能源接入系统的相关充裕度、置信容量等指标的计算，也可以用随机生产模拟的方法。

参考书目

王锡凡．电力系统规划基础．北京：中国电力出版社，1994.

T

taiyangneng guangfu fadian xitong shuxue moxing

太阳能光伏发电系统数学模型 (mathematical model of solar energy photovoltaic power generation) 太阳能光伏发电系统特性和行为的数学描述。用于太阳能光伏发电系统特性的仿真研究，以及光伏电站接入电网的系统计算分析。

太阳能光伏发电系统主要分为离网发电系统和并网发电系统。其中，并网发电系统根据其系统功能又可分为可调度式及不可调度式两种。太阳能光伏发电系统的一般结构如图1所示。

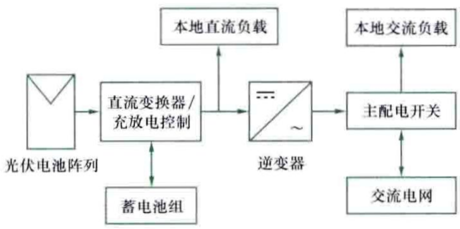


图1 太阳能光伏发电系统结构示意图

太阳能光伏发电系统的主要组成部分有光伏电池阵列、直流变换器、逆变器和蓄电池组等。太阳能光伏发电系统数学模型由这些部件的数学模型组成。

光伏发电系统的整体模型如图2所示。其中S为日照强度，W/m^2；T为环境温度，℃；I_{PV}为光伏电池输出电流，A；U_t为并网点电压幅值；θ_V为并网点电压相角；I为光伏电站输出电流；I_s为光伏电站并网电流。

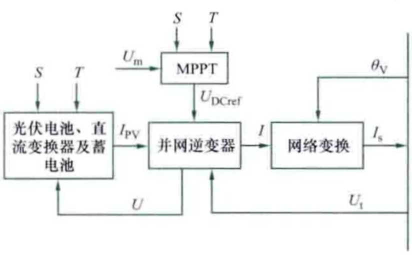


图2 光伏发电系统整体模型

光伏电池数学模型 光伏电池是光伏发电系统的核心部件，多组光伏电池单元串并联组成光伏电池阵列。光伏电池的典型等效电路模型如图3所示。

光伏电池的电流-电压特性表示为

$$I_{PV}=I_{ph}-I_{VD}-I_{sh} \tag{1}$$

$$I_{VD}=I_0\left[e^{\frac{q(U+I_{PV}R_s)}{AKT}}-1\right] \tag{2}$$

$$I_{sh}=\frac{U+I_{PV}R_s}{R_{sh}} \tag{3}$$

式中I_{PV}为负荷电流，也是光伏电池输出电流，A；I_{ph}为光生电流，A，其值正比于光伏电池的面积和入射光的辐射度，并随环境温度的升高而略有上升；I_0为PN结反向饱和电流，A；q为电子电荷，C；R_s为串联电阻，Ω；A为PN结的曲线常数；K为玻耳兹曼常数；T为绝对温度，K；R_{sh}为旁路电阻，Ω；I_{VD}为二极管电流，A；I_{sh}为流经旁路电阻的漏电流，A；U为光伏电池输出电压，V。

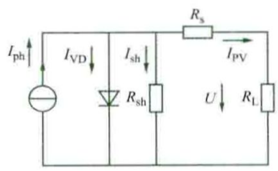


图3 基于单二极管模型的光伏电池等效电路模型

工程用光伏电池模型通常只采用光伏电池厂商提供的几个重要技术参数，如I_{sc}（短路电流）、U_{oc}（开路电压）、I_m（最大功率点输出电流）、U_m（最大功率点输出电压）、P_m（最大功率），其电流-电压特性描述为

$$I_{PV}=I_{sc}\left\{1-C_1\left[\exp\left(\frac{U}{C_2U_{oc}}\right)-1\right]\right\} \tag{4}$$

其中

$$C_1=\left(1-\frac{I_m}{I_{sc}}\right)\exp\left(-\frac{U_m}{C_2U_{oc}}\right) \tag{5}$$

$$C_2=\left(\frac{U_m}{U_{oc}}-1\right)\left[\ln\left(1-\frac{I_m}{I_{sc}}\right)\right]^{-1} \tag{6}$$

该数学模型的推导遵循标准环境情况，即参考日照强度$S_{ref}=1000W/m^2$，参考温度$T_{ref}=25℃$。考虑日照强度及温度对电池电流-电压特性的影响，应对式中I_{sc}、U_{oc}、I_m、U_m等参数进行修正。

光伏电池阵列由多个光伏电池单元分组串并联组合而成，忽略功率损耗，光伏电池阵列的输出功率P应为各光伏电池输出功率总和，设n为光伏电池数目，根据式（4）可得

$$P=nP_m=nI_{PV}U$$

在简化的工程计算中，光伏电池阵列可用受控电流源等效，在日照及环境温度不变的情况下，光伏电池阵列可等效为一个恒流源。

直流变换器数学模型 直流变换器（DC/DC变换器）是中小型光伏发电系统中的重要部件，主要采用boost升压斩波器电路。直流变换器的数学模型如图4所示。图中U为光伏电池端电压；U_{DC}为直流变换器直流电压；L为稳流电感；C为稳压电容；I_{PV}为光伏电池输出电流；D为开关占空比；PV为光伏电池。

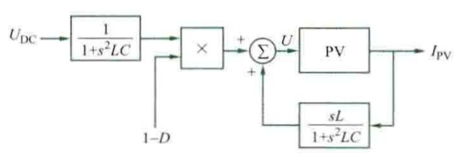


图4 直流变换器数学模型

在机电暂态仿真中，直流变换器可简化为一个比例环节，其比例系数为$1-D$。

逆变器数学模型 逆变器是光伏发电系统特别是并网光伏系统的主要器件，是实现光伏发电向交流负荷供电及与电网相连的通道。光伏发电系统中所使用的逆变器通常为电压源型PWM逆变器结构。单相逆变器的数学模型如图5所示。

逆变器采用电流内环、电压外环的双环控制方式。电流内环中，$G_{PI}(s)$为PI环节的传递函数；$G_s(s)$是滤波电感的

传递函数；$G_{PWM}(s)$ 是采用PWM控制的逆变桥传递函数，等效为小惯性环节 $K_w/(0.5\tau_s s+1)$；τ_s 为三角载波的周期；K_w 为脉宽调制的放大系数。设置前馈补偿 $G_n(s)$ 以抑制电网电压 E_s 的扰动，可取 $G_n(s)=1/K_w$。电压外环的目标是控制电容 C 的电压，实现光伏电池阵列能量和转换到电网的能量平衡，其中，K_V 是比例系数；$1/(\tau_f s+1)$ 是滤波环节，在这里是低通滤波器；K_D 是直流侧输入电流有效值 I_{dc} 和并网有功电流有效值 I_O 的比值。

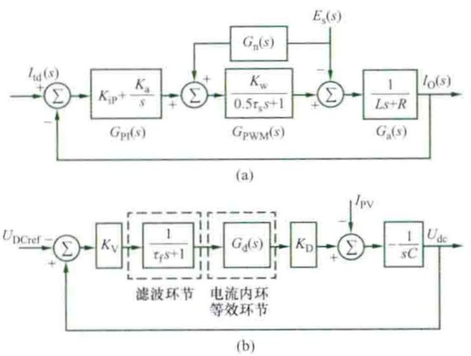


图5 单相逆变器数学模型

(a) 电流内环；(b) 电压外环

三相逆变器的数学模型采用d-q解耦控制的模型结构。由最大功率点追踪（MPPT）控制确定直流电压参考值，通过外环控制得到d、q轴电流参考值 i_{dref}、i_{qref}，其中 P、Q 为逆变器输出有功和无功功率。内环控制采用反馈解耦控制。引入电流反馈量实现解耦，同时引入电网电压进行前馈补偿，通过控制逆变器换流桥输出电压 u_{cd}、u_{cq} 改变逆变器输出电流 i_d、i_q。L 为稳定电感，R 为其电阻。逆变器模型如图6所示。

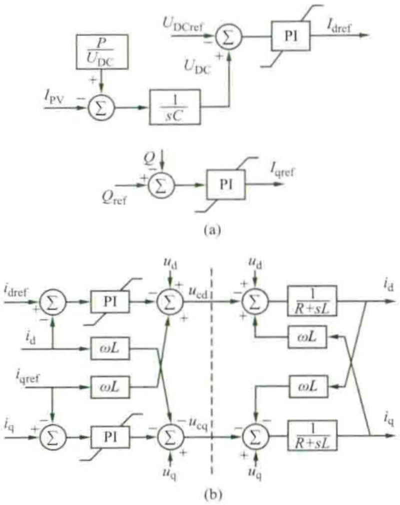


图6 三相逆变器数学模型

(a) 外环控制；(b) 内环控制

蓄电池组数学模型　蓄电池组模型与电池储能系统中电池组数学模型一致，可通用（见电力储能系统数学模型）。

参考书目

Krauter Stefan（德）．太阳能发电-光伏能源系统．王宾，董新洲，译．北京：机械工业出版社，2008．

tegaopin baohu

特高频保护　（ultra-high frequency pilot protection system）　利用特高频（波长为10～1dm波段）通道传输本线路各端保护信息，并以其综合比较为动作判据的线路纵联保护。特高频保护的通道工作频率在400～500MHz频段内，工作于分米波段，故特高频通信设备与天线结构比微波中继通信简单，实际上是一种简易的微波中继通信方式。

特高频通信一般采用多路频分制，适用于移频或调频方式工作的模拟式线路纵联保护。与微波中继通信相比，特高频通信设备简单但传输频道有限，可以在工业干扰不大的高层建筑间作短距离通信之用。在电力系统中只能用作视距内的厂、所间通信；由于不能提供足够宽的频道，限制了在高性能的线路纵联保护中的使用。纵联保护虽可使用专用的特高频通信设备，但是由于该设备比保护装置复杂又不利于运行维护，一般只在个别特殊条件下采用。

tegaoya jiaoliu shudian xitong

特高压交流输电系统　（ultra-high voltage AC transmission system）　使用交流特高压等级输送电能的电力输送系统。特高压交流输电系统包含采用1000kV及以上的交流电压等级的输电线从发电厂或发电基地（包括若干发电厂）向负荷中心输送电力的直送线路、不同电网之间互送电力的联网线路、送端与受端同一电压等级的输电线路等。特高压交流输电是超高压输电的发展，其目的是继续提高输电能力，实现大功率的中、远距离输电，实现远距离的电力系统互联，建成联合电力系统。

建设背景和现状　为解决输电距离长、线路走廊资源紧张和短路电流超标等问题，从20世纪60年代开始，美国、前苏联、日本和意大利等国家先后开展了1000kV及以上电压等级的特高压输电技术研究工作。1985年8月，苏联建成了埃基巴斯图兹—科克契塔夫1150kV特高压线路，长度2344km，这是世界第一条特高压输电线路。1992年，哈萨克斯坦中央调度部门将该线路降至500kV运行。1974年，美国电力科学研究院（EPRI）建设了一条1000～1500kV、长523m的特高压试验线段。1999年，日本建成两条总长度430km的1000kV输电线路，后降压至500kV运行。中国的特高压技术研究相对较晚，1994年，武汉高压研究所建设了1000kV特高压试验线段，线路长度200m。2006年，中国首个特高压交流输变电工程——晋东南—南阳—荆门1000kV特高压交流试验示范工程开工建设，线路全长约640km，于2009年1月投入商业运行。图1所示为该工程输电线路黄河大跨越，图2所示为该工程线路采空区分体单相耐张塔。



图1　1000kV特高压交流试验示范工程黄河大跨越（2008年8月，线路在河南省境内孟州市西化工镇贾营村东侧至巩义市峪沟东侧成功跨越黄河）（吴石光　摄）

特点　特高压交流电网的突出优点是输电能力强、覆盖范围广、网损小、节省输电走廊。特高压交流输电的输电距离能够达到1000～1500km，远大于超高压交流输电500～800km的输电范围。按自然传输功率计算，一条特高压线路

的传输功率（4000～5000MV·A）相当于500kV超高压线路的4～5倍，网损只有500kV线路的1/4。但是在特高压交流输电网架还未形成规模时，输送容量可能会受到通道稳定性的限制；同时，特高压交流电网建设初期，为了满足电力送出要求，500kV电网不能解环运行，电磁环网的存在可能会威胁电网的安全运行；特高压交流线路产生的充电无功功率约为500kV的5倍，为了抑制工频过电压，降低绝缘水平，线路须装设并联电抗器；当线路输送功率变化剧烈时，电压控制较困难。此外，特高压交流输电设备的造价较高，运行维护经验少。



图2 1000kV特高压交流试验示范工程分体耐张塔（位于山西省境内采空区）（国家电网公司 提供）

适用范围 ①沿线有降压供电需要的大容量远距离输电，如苏联的哈萨克斯坦－欧洲输电工程；②用电密集、500kV输电走廊布置困难的中距离大容量输电；③两大电网间的大容量联网输电干线，如中国晋东南—南阳—荆门特高压输电工程。

关键技术 特高压输电技术是在超高压输电技术基础上发展的输电技术。根据超高压输电的设计和运行经验，以及特高压输电建设和运行的经济和环境保护要求，在高电压技术方面有三项关键技术问题需要研究解决：特高压电晕效应、特高压绝缘及要求、电磁场及其影响。

(1) 特高压电晕效应。在不良的天气条件下，特高压导线表面的电场强度超过临界值后将使周围的空气分子电离形成正、负带电粒子，正、负离子碰撞与复合的过程会产生电晕放电现象。电晕放电将产生电晕功率损耗、可听噪声，以及对无线电等信号的电磁干扰。如果不采取技术措施，特高压导线电晕放电会比超高压导线严重。因此，电晕放电是决定特高压导线，包括子导线数及其结构的决定性因素。通过合理地选择导线数目和各相导线的结构，可以使电晕放电的影响降低到最小。

(2) 特高压绝缘及要求。雷电对架空地线等的放电或雷电绕过架空地线对相导线的放电将在特高压输电线路上产生雷电过电压；断路器的各种操作将产生工频过电压和操作过电压。特高压的各种过电压现象虽与超高压类似，但其特性有很大的差别。特高压的过电压决定绝缘系统设计和绝缘水平。特高压电网及其设备的绝缘水平直接影响其成本和可靠性。因此，必须采取技术措施限制工频过电压，特别是操作过电压，应尽可能限制在低的合理水平。

(3) 特高压电磁场及其影响。任何输电线路和变电站的裸露导线在其周围和地面将产生工频电场和磁场。特高压输电产生的电磁场与超高压输电没有严格的区别。但由于电压的升高、电流的增强，特高压输电产生的电磁场成为公众关心的重要问题。特高压输电的电磁场强度限制要求决定输电铁塔的高度和线路走廊宽度等，直接影响建设成本，同时影响输电线下的生态安全问题和环境问题。对于特高压输电，应采取技术措施使其对生态环境的影响降至最低，保证安全，同时降低输电成本。

中国特高压交流输电试验示范工程 1000kV晋东南—南阳—荆门1000kV特高压交流试验示范工程于2006年8月获得国家核准，2009年初建成投运。工程包括三站两线，其中晋东南和荆门两站为变电站，各安装一组300万kV·A的特高压变压器，南阳站为开关站（见图3），三站均采用SF_6气体绝缘全封闭组合电器，线路全长640km。2010年扩建，在晋东南、荆门站各扩建一组300万kV·A特高压变压器，南阳站扩建两组300万kV·A特高压变压器，配套扩建开关等其他一、二次设备。晋东南至南阳段线路装设补偿度40%的特高压串补、两侧各20%，南阳至荆门段线路装设40%的特高压串补、集中布置于南阳侧。2011年10月31日全面竣工并通过验收。扩建后，工程具备输送500万kW电力的能力。

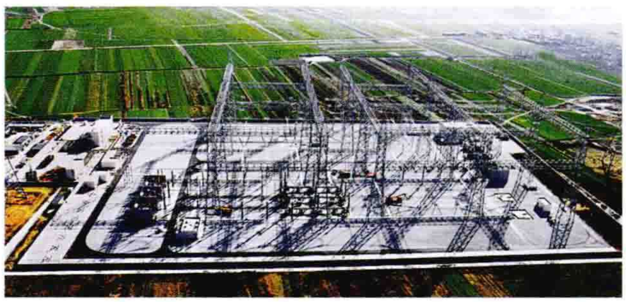


图3 1000kV特高压交流试验示范工程南阳开关站（国家电网公司 提供）

tigao dianli xitong wending cuoshi

提高电力系统稳定措施 (measures for power system stability enhancement) 为保证和加强电力系统稳定运行所采取的措施。它是电力系统规划设计中的一个重要内容。电力系统稳定是指电力系统遭受到扰动后，系统中的各同步发电机仍能恢复同步运行以及各节点的电压和系统频率恢复到可接受水平的能力。影响系统稳定水平的主要因素有：电力网的输电电压等级，电力网结构，发电机组的阻抗及惯性，输变电系统的设备参数，机组调压、调速性能，电力系统运行方式，潮流状况，有功功率与无功功率储备，系统遭受扰动的大小与时间长短，系统自动化控制水平等。进行电力系统中期发展规划时可供选择的提高稳定措施大体上包括两方面，即一次系统措施和二次系统措施。

提高稳定的一次系统措施 主要措施包括：①提高输电线路电压等级；②改善电力网结构；③采用串联电容补偿；④采用紧凑型输电线路；⑤采用并联补偿；⑥采用直流输电方式；⑦改善电力系统一次设备参数等。

提高输电线路电压等级 此措施可使线路的自然功率按

与电压平方成正比例增大，从而增加线路的传输能力，对提高静态稳定和暂态稳定都非常有效，但线路和变电站的投资也随之增加。

改善电力网结构　电力网结构应满足：①能适应系统发展变化和各种运行方式下潮流变化的需要，并具有一定灵活性；②任一元件无故障断开时应能保持电力系统的稳定运行，且不致使其他元件超过事故过负荷的规定运行；③应有较大的抗扰动能力，能满足电力系统可靠性准则的要求；④实现分层和分区。为满足以上要求，一般情况下，采用分散外接电源，即各个外部电源经过各自的输电回路接入受端系统，并且每一外部电源的容量不超过全系统总容量的一定比重。其次，加强受端系统，主要是加强受端系统内部的最高一级电压的网络联系及加强受端系统的电压支持。要避免采用高低压电磁环网、距离过长或联系阻抗过大的单回线、弱联系特大环网以及受端系统过弱的多回路等。

采用串联电容补偿　在高压输电线路上串联电容器，用电容器的容抗补偿线路的感抗，从而使总的等值电抗减少。这相当于减少线路的长度，从而提高电力系统静态稳定和电力系统暂态稳定。电容器容抗与线路感抗之比称为补偿度。补偿度越大，等值电抗越小，对提高稳定越有利，一般补偿度都不超过50%。采用串联电容补偿，也会带来某些特殊问题，如1970年和1971年美国莫哈维（Mohave）发电厂的700MW发电机组由于系统中采用70%补偿度的串联补偿，产生了次同步谐振，造成发电机大轴两次严重损坏（见电力系统振荡）。

由于灵活交流输电系统（flexible AC transmission systems，FACTS）的发展，采用晶闸管控制的可控串联电容补偿（thyristor controlled series compensation，TCSC）已在电力系统中得到应用，它可以根据系统需要快速灵活地连续调节串联补偿度及功率潮流，并提高电力系统的阻尼。世界上电压最高的TCSC是500kV装置，已于1993年在美国邦纳维尔电管局（Bonneville Power Administration，BPA）电力系统的斯莱特（Slatt）变电站投入运行。中国第一套500kV TCSC装置也于2007年在伊敏至冯屯输电线路上建成投产。图中所示为世界首套特高压串联补偿装置。

采用紧凑型输电线路　增加相导线分裂数，减小单位长度电抗，提高线路自然功率。



世界首套特高压串联补偿装置（用于晋东南—南阳—荆门1000kV特高压交流输电线路）
（中国电力科学研究院　提供）

采用并联补偿　用可控并联电抗器和静止无功补偿装置。在系统内选择适当的变电站，装设带自动励磁调节控制装置的同步调相机或静止无功补偿装置，使调相机或静止无功补偿装置的端点或其高压母线电压维持恒定，对提高静态稳定和防止电压崩溃尤为有效。

静止无功补偿装置包括：①晶闸管控制电抗器（thyristor controlled reactor，TCR）；②晶闸管投切电容器（thyristor switched capacitor，TSC）；③采用门极可关断的晶闸管（gate turn-off thyristor，GTO）等阀元件的无功补偿装置，也有称之为静止同步补偿器（static compensater，STACOM）。它可以灵活调节无功功率的大小或极性。同时静止同步补偿器输出无功功率为输出端的电流和电压乘积，不会因为母线电压的大幅度下降而降低。其中由晶闸管控制的并联电容器或电抗器组成的静止无功补偿器（static var compensation，SVC）已得到广泛应用，它可以平滑地改变输出（或吸收）的无功功率，其作用相当于同步调相机，但没有机械转动元件，所以运行维护简单，能快速反应电力系统运行参数的变化。

采用直流输电方式　直流输电不存在稳定问题。常用远距离大功率直流架空输电线路连接两个不同频率或不要求同步运行的交流系统。也可以采用交直流并列输电，利用直流系统的快速调节特性，维持交流系统的稳定。

改善电力系统一次设备参数　包括合理改善发电机常数与特性，采用分裂导线及新型材料输电线路等。

提高稳定的二次系统措施　通过自动装置的动作，控制与调整电力元件及设备的运行状态，以促进电力系统的稳定运行。如各类能快速切除故障的继电保护装置，电力系统自动解列、自动低频减负荷、发电机的自动励磁调节等安全自动装置。

电力系统规划阶段的提高稳定措施设计，还没有形成一种系统的、严密的方法，某些措施采取与否，不仅取决于电力系统的可靠性准则，还与电力系统其他问题密切相关。例如采用串联电容补偿或并联补偿与无功补偿配置和调压手段等有关，提高电压等级和增加输电线回路数则更涉及电力系统的整体规划设计。采用的方法一般是在满足电力系统规划设计中的其他要求及可靠性准则的前提下，拟定出几种合理可行的方案，进行综合技术经济比较，从而确定一种较经济、实用的方案。

参考书目

王梅义，吴竞昌，蒙定中．大电网系统技术．2版．北京：中国电力出版社，1995．

韩祯祥．电力系统稳定．北京：中国电力出版社，1995．

tigao dianli xitong wending erci xitong cuoshi

提高电力系统稳定二次系统措施　（supplemental control measures for enhancement of power system stability）　通过自动装置的动作，控制与调整电力元件及设备的运行状态，以促进电力系统稳定运行的各种自动化措施总称。在近代电力系统中，为了充分利用输电线路的传输能力，增加非化石能源电能（如水能、核能等）的利用率和在正常运行情况，特别是在事故后运行情况下传输必要的功率，以及弥补由于各种原因造成的输电线路建设计划推迟带

来的暂时问题，促进了这种自动化措施的广泛采用。恰当地运用这些措施，并且使其能按预定要求动作时，可以取得极好的技术经济效益；但有些自动化措施的实施，可靠性较低，某些拒绝动作或误动作都将给电力系统带来混乱，也给调度管理与现场运行管理带来一定的复杂性。按系统稳定条件，这些措施可按静态稳定、暂态稳定和动态稳定分类。

提高静态稳定的二次系统措施　同步发电机的励磁调节系统对配出的高压输电回路的静态稳定送电极限功率有直接影响。一般发电机都配置有自动励磁调节系统，并按反应机组机端电压的偏差值进行调节，调节系统的反应愈快，愈能及时随负荷变化修正机端电压，使输电回路得以保持较高的静态稳定送电水平，提高其极限送电功率。恰当地增加其他参量，如电压变化率、电流量等，作励磁控制的附加环节，可以进一步发挥励磁调节对提高系统静态稳定的效果。但过快的励磁调节速度，有可能诱发电力系统的动态不稳定，而需另加纠正措施。

提高暂态稳定的二次系统措施　主要包括：加速故障切除时间，切除发电机组，快速减火电机组原动机出力，输电线路自动重合闸，电气制动，发电机快速励磁和切集中负荷。

加速故障切除时间，特别是加速发电厂配出的高压输电线路出口附近发生多相故障时的故障切除时间，是最根本也是远较其他措施更为有效的一种暂态稳定措施。它的作用在于直接减少发电机组在短路过程中获得的加速能量，从而防止破坏系统暂态稳定。快速切除故障，还可以为其他稳定措施发挥效能提供前提条件。如果故障切除时间为零，则短路故障的后果和正常运行时突然手动切除该故障线路的后果完全一样；而如果故障切除时间过长，不待短路故障切除，发电机组已与系统其余部分失去了同步，不再可能保持系统的暂态稳定。故障切除时间是继电保护动作时间与被控断路器动作时间之和。在220kV及以上电压等级电力网中，故障切除时间最快已达1个工频周波左右，一般在2.5～5个工频周波。

切除发电机组，实现该措施的装置又称为发电机自动解列装置。（见电力系统安全自动装置）

快速减小火电机组原动机出力，又称为火电机组快关汽门。（见电力系统安全自动装置）

输电线路自动重合闸，主要用于恢复电力网的完整性，以保持继续送电或用以应付连续而来的相继故障。（见自动重合闸）

电气制动也称为投入制动电阻。（见电力系统安全自动装置）

发电机快速励磁由发电机快速励磁装置实现。（见电力系统安全自动装置）

切集中负荷见电力系统安全自动装置。

提高系统动态稳定的二次系统措施　在同步机励磁调节系统和静止补偿器调节系统中增设附加环节。

同步机励磁调节系统中增设附加环节，实际系统中的动态失稳原因，主要来源于同步机励磁调节系统。特别是快速励磁调节系统带来的负阻尼效应。在励磁调节系统中，除按电压偏差调节外，还增加最终反应于同步机转速偏差（相对于主系统）并具有恰当相位补偿的附加环节，使快速励磁系统转而提供正的阻尼力矩，从而消除系统动态失稳现象。上述的附加环节，称为电力系统稳定器或励磁调节系统的附加反馈。

静止补偿器调节系统中增设附设环节。如果在发生动态失稳的线路母线侧装有静止补偿器，可以在它的电压调节系统中增加反应于线路传输有功功率微分值符号正负的控制信号，改变可提供的无功功率正负及大小，以影响传输线路的母线电压，从而获得抑制传输功率振荡的效果。这个附加环节称为“功率振荡衰减器”。

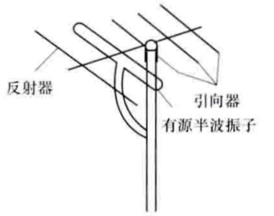
tianxian

天线　(antenna)　将射频电能与空间电磁波能进行相互转换的装置。利用天线的方向特性不仅可降低发射机的功率或降低对接收机的要求，还可实现测向、导航、雷达定位和定向通信等。

天线的形式多样，种类繁多，可按用途、波段、激励方式、外形、方向性等特征进行分类。天线特性参数包括方向性系数、增益系数、半功率角、效率、副瓣电平、输入阻抗、辐射阻抗、噪声温度、极化方式等。

电力系统通信常用天线有八木天线、抛物面反射器天线、卡塞格伦天线、整形卡塞格伦天线、无线电反射器及多输入多输出（multi-input multi-output，MIMO）天线等。

八木天线　由一个有源半波振子（通常为折叠式），一个或若干个反射器（稍长于半波振子）和一个或若干个引向器（稍短于半波振子）组成的一种线形端射天线（见图1）。其优点是结构简单，馈电方便，质量轻，便于架设和转动，具有一定的增益；缺点是频带窄，为获更高增益，需用若干个八木天线组成八木天线阵。该类天线在超短波和微波低频段应用较广。



(a)

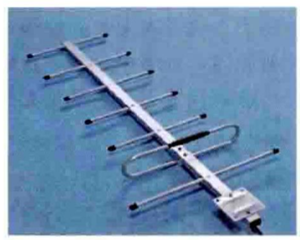

(b)

图1　八木天线
(a) 八木天线示意图；(b) 八木天线实物图

抛物面反射器天线　由抛物面反射器和位于其焦点上的照射器组成的面式天线，简称抛物面天线。通常采用喇叭或带反射器的对称振子作为照射器。抛物面反射器的形状有多种，如旋转抛物面、柱形抛物面、切割旋转抛物面等。与光学探照灯原理相同，照射器辐射的球面波经抛物面反射器反射后，变成平面波向正前方传播出去（见图2）。这种天线有较强的方向性和较高的增益，频带较宽，在微波频段广为使用。

卡塞格伦天线　根据光学卡塞格伦望远镜原理制造，通常主反射面为旋转抛物面，副反射面为旋转双曲面。双曲面的一个焦点上放置初级馈源，另一焦点与抛物面的焦点重

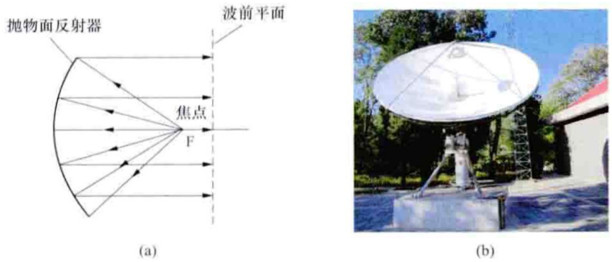


图 2 抛物面反射器

(a) 抛物面反射器原理图；(b) 抛物面反射器

合。由初级馈源辐射，再由双曲面反射的球面波通过抛物面反射后，以平面波形式向正前方传播（见图 3）。该天线可将低噪声放大器安装在初级馈源附近，使馈线尺寸大大缩短，并降低噪声温度。

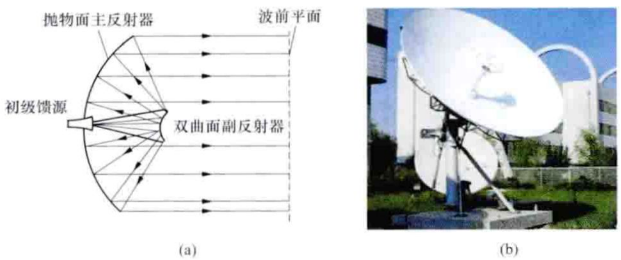


图 3 卡赛格伦天线

(a) 卡赛格伦天线原理图；(b) 卡赛格伦天线实物图

整形卡塞格伦天线　与卡塞格伦天线相对应的整形（改进型）天线，通过改变主副反射器形状来提高天线面积利用系数，从而提高效率，在卫星通信和微波中继通信中使用较多。

无线电反射器　在微波中继通信电路中，为了绕过中间障碍物，或者省去长的馈线，或者取代一个有源中继站，或其他原因，可利用无线电反射器改变电磁波的传播方向来实现。潜望镜式天线系统是无线电反射器的一种典型应用实例（见图 4）。

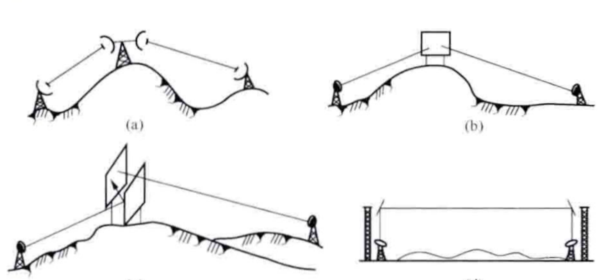


图 4 无线电反射器的应用示意图

(a) 抛物面天线对接方式；(b) 单无源反射器；(c) 双无源反射器；(d) 潜望镜式天线系统

多输入多输出天线　根据收发两端天线的数量，不同于普通的单输入单输出天线（single-input single-output，SISO），多输入多输出天线（multi-input multi-output，MIMO）使用多个发射天线和多个接收天线进行信号的发射与接收（见图 5 和图 6）。MIMO 天线包含单输入多输出天线（single-input multi-output，SIMO）和多输入单输出天线（multiple-input single-output，MISO）。

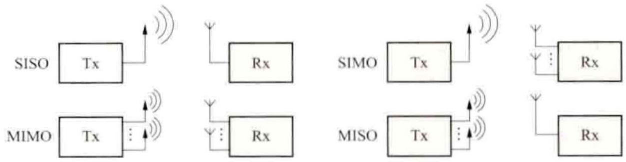


图 5 SISO、MIMO、SIMO 和 MISO 天线

其核心概念为利用多根发射天线与多根接收天线所提供的空间自由度来有效提升无线通信系统的频谱效率，以提升传输速率并改善通信品质，它可以在不增加带宽或总发送功率耗损的情况下大幅地增加系统的吞吐量及传送距离。MIMO 通信技术包括空分复用（spatial multiplexing）、空间分集（spatial diversity）、波束成型（beamforming）、预编码（precoding）等。

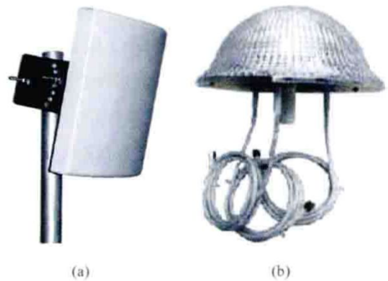


图 6 MIMO 天线

(a) 板式；(b) 吸顶式

参考书目

Kraus John D，Marhefka Ronald J. 天线．3 版．章文勋，译．北京：电子工业出版社，2011.

tingdian sunshi

停电损失

停电损失　(power outage cost)　由于电力供应不足（包括限电、频率降低、电压降低）或电力系统发生故障导致供电中断，对用户造成的经济和社会损失。停电对用户的影响主要与用户的类型（如工业、商业或住宅）、用电性质（如加热、照明、电动机驱动或计算机）、用户的生产过程以及停电的特点（如停电时间长短、停电预先通知的早晚、停电发生频次和发生的时间以及停电范围）等有关。

停电影响可分为直接影响和间接影响。直接影响又称即显性影响，是由停止供电直接造成的影响，在停电的当时即显示出来。直接影响又可分为经济影响和社会影响。直接经济影响可能是生产损失（生产设备的损坏、原材料的浪费），食品腐坏和供电区域损失（损坏设备或电费损失）；直接社会影响可能是由于运输工具停运而造成的不便，空调停止造成的室温失调等。直接影响较易确定，并且大部分直接经济影响可以用货币估算出其损失。间接影响也称后效性影响，在停电的当时并不显现，而是要延迟一段时间后才显现出来。间接影响又可分为经济的、社会的和组织的。间接经济影响为企业间的协作因停电而受的影响以及因预期将发生停电而增加措施的费用。如由于 A 工厂停电，供给 B 厂的配件或者原材料供应不足而使 B 厂生产减少；某工厂为避免停电影响而增设备用电源等。间接社会影响包括社会秩序的混乱、骚扰和破坏。间接组织影响包括停电对紧急组织或对某些组织的计划和程序打乱的影响。

停电损失分类　视停电对用户影响的性质，停电损失亦可分为直接停电损失和间接停电损失。

直接停电损失　由于直接停电影响而对用户造成的损失。它一般直接反映在产品成本、性能效益以及经济和社会活动中，如：①产品产量减少、质量降低或损失；②生产设备损坏和闲置或损失；③人工的浪费和闲置；④原材料的损失和浪费；⑤食品、药品的变质和腐坏；⑥计算机服务和信息传递的破坏；⑦商业业务活动的中断和停顿；⑧电气化运输和交通的中断和停顿等。

间接停电损失　由于间接停电影响而对用户造成的损失，包括经济、社会和组织方面的损失，如：①供水系统中断；②污水和垃圾系统的停顿和损坏；③交通阻塞、高层建筑生活和工作秩序的混乱等所造成的损失；④治安秩序的破坏，抢劫、偷盗和破坏所造成的损失；⑤社会活动中止和取消所造成的损失；⑥企业协作受停电影响而造成的损失；⑦被迫修改或延迟计划而造成的损失。

停电损失的估算方法　分为基于用户损失函数的方法、基于投资核算的方法和基于国民生产总值的方法三类。

基于用户损失函数的方法　包括混合用户、工业用户、住宅用户停电损失的估算方法以及损失负荷价值法。用户损失函数由用户调查统计分析获得。

（1）混合用户停电损失的估算方法。混合用户（mix customer）是指连接到某一特定网络或供电区的所有负荷，包括住宅负荷、商业负荷、工业负荷及大用户（大于 8MW 的用户）。英国的学者应用预备行动法（preparatory action method，PAM）求出用户停电费用（customer interruption cost，CIC）及各类用户停电损失函数（sector customer damage function，SCDF）。按预备行动法，被调查的用户从发给的调查表中选择将采用的减轻停电影响的行动，分别考虑发生在冬天工作日下午 4 时之后的停电 20min/月、1h/月、4h/月及 4h/周。与采取的行动有关的小时费用同时附在调查提纲中。对非住宅用户，为了有共同的比较基础，假定停电是在没有通知的情况下在一月底的一个周三上午 10 时发生。用户停电费用 CIC 是所观察的各类用户由停电导致的费用，它们与系统无关。用户停运费用（customer outage costs，COC）是指连接到一个特定网络和供电区的全部负荷发生停电时的期望总费用。COC 由 CIC 并考虑网络行为数据和荷载信息来计算。因此 COC 用于混合负荷，并与系统有关。影响 COC 的主要因素是停电次数及持续时间，受停电影响用户的观察停电费用，混合负荷个数等。为估计 COC，需要系统的故障率 λ 和平均停电持续时间 γ。各类用户损失函数 SCDF 是指混合用户由于停电所造成各类负荷的标准化费用（normalized costs，NC）。NC 是将每次停电损失费用的估计值除以用户年用电量相当的电费或最大负荷时的电费。表 1 和表 2 给出各类用户的 CIC 及 SCDF 值。

表 1　各类用户的 CIC 值

响应数	住宅	商业	工业	大用户
	4014	**403**	**119**	**19**
响应率（%）	19.1	7.9	5.7	29.2
持续时间	CIC（英镑）			
瞬间		11	1185	216 000
1min		12	1461	216 000
20min	0.19	49	2828	219 000
1h	0.70	106	4316	233 000
4h	4.78	345	11 206	329 000
8h		719	19 297	414 000
24h		1020	30 987	581 000

表 2　各类用户的 SCDF 值

停电持续时间	SCDF［英镑/（MW·h）］				SCDF（NC）（英镑/kW）			
	住宅	商业	工业	大用户	住宅	商业	工业	大用户
瞬间		0.46	3.02	1.07		0.99	6.15	6.74
1min		0.48	3.13	1.07		1.02	6.47	6.74
20min	0.06	1.64	6.32	1.09	0.15	3.89	14.27	6.86
1h	0.21	4.91	11.94	1.36	0.54	10.65	25.26	7.18
4h	1.44	18.13	32.59	1.52	3.72	39.04	72.22	8.86
8h		37.06	53.36	1.71		78.65	120.11	9.71
24h		47.58	67.10	2.39		99.98	150.38	13.35

资料来源：Allan R. N.，Kariuki. K. K. Factors affecting customer outage costs due to electric service interruptions. IEEE Proc. Gener. Transm. Distrib.，Vol. 143，No. 6，1996.

（2）工业用户停电损失的估算方法。世界银行推荐的工业停电损失计算方法为：设某企业在某年内的基本停电损失总值为 OC_B，当不考虑用加班生产来弥补生产损失的一部分时，则

$$OC_B = SPC + IFC - RC \tag{1}$$

其中

$$SPC = \sum_{i=1}^{f} \beta(d_i)\frac{Q}{h} \tag{2}$$

$$IFC = \sum_{i=1}^{f} [\varepsilon d_i + \bar{\varepsilon} r(d_i)]\frac{Q}{h} \tag{3}$$

$$RC = \lambda IFC \tag{4}$$

式中 SPC 为被损坏了的产品价值；Q 为所增加的每年总值；h 为该年度内工厂生产的总小时数；f 为每年的停电频次；d_i 为第 i 次停电的持续小时数；$\beta(d_i)$ 为在停电时间 d_i 内的被损坏的产品价值；IFC 为闲置因数费用；$r(d_i)$ 为停电时间为 d_i 时的重新起动时间；ε 为停电时间内正常生产值中没有生产出来的部分；$\bar{\varepsilon}$ 为停电后重新起动期间不能生产出来的部分正常产值；RC 为恢复费用；λ 为按停电时间长短及其发生的时间而变化的系数。

设 $\varepsilon = \bar{\varepsilon}$，则

$$OCB = \frac{Q}{h} \times \sum_{i=1}^{f} \{\beta(d_i) + [d_i + r(d_i)](1-\lambda)\varepsilon\} \tag{5}$$

（3）住宅用户停电损失的估算方法。瑞典采用的分析法中估算了典型住宅用户的停电损失，包括所需替代能源的费用，家庭工作效率降低的损失，准备食品的损失以及对闲暇活动限制的损失等。智利采用的分析方法中使用了下列两项费用来估算停电损失：①每千瓦·时的电费；②暂时无用的家用电器的内含损失，即家用电器分布于使用寿命期间的年购置价格与运行费用之和除以年用电量的千瓦·时数。

（4）损失负荷价值法。损失负荷价值（value of lost load，VOLL）是由英国人 R. N. 艾伦于 20 世纪 90 年代（R. N. Allan）提出的。可以由各类用户损失函数 SCDF 用加权法和期望值两种方法来估算 VOLL 值。

加权法是将各类用户损失函数 SCDF 按各类的比重加权平均给出混合用户损失函数（combined customer damage function，CCDF）。在研究期间 r_i 的 $VOLL$ 值计算式为

$$VOLL(r_i) = \frac{C_L(r_i)}{r_i \times LF}，英镑/(kW \cdot h) \tag{6}$$

式中 $C_L(r_i)$ 为混合用户损失函数；LF 为各类负荷占混合负荷的比例；r_i 为停电持续时间。

期望值法中，$VOLL$ 由每一类型 y 引起的各类负荷损失函数值 $C_{Ly}(r_i)$ 除以负荷系数 LF_y 和停电时间 r_i 得到

$$VOLL_y(r_i)=\frac{C_{Ly}(r_i)}{LF_y\times r_i}，英镑/(kW\cdot h) \tag{7}$$

假定住宅、商业、工业和大负荷这 4 个类型的负荷系数分别为 33.3%、40%、50%、66.6%，可得如下方程

$$VOLL(r_i)=\sum_{t\in ny}VOLL_y(r_i)\times k_y，英镑/(kW\cdot h) \tag{8}$$

式中 k_y 为加权系数，它可以是类型 y 中用户的个数、它们的年用电量或峰荷占供电区年总用电量或峰荷的百分数。

影响 $VOLL$ 的因素很多，R. N. 艾伦在研究中假定，$VOLL$ 只与停电持续时间有关系。因此期望负荷损失价值（expected value of lost load，EVOLL）可由下式算得

$$EVOLL=\sum_{r_i=0}^{24}VOLL(r_i)\times p(r_i) \tag{9}$$

式中 $p(r_i)$ 为一次停运事件为 r_i 的概率。

表 3 列出英国停电 1h 的 $VOLL$ 和 $EVOLL$ 数值。

表 3 英国停电 1h 的 VOLL 和 EVOLL 数值

加权方式	加权系数（LF）	VOLL	公司 A	公司 B	公司 C	混合
按用电量加权	59%～66%	EVOLL	9.36	12.3	11.53	10.88
		VOLL	18.6	20.12	20.79	18.25
	50%	EVOLL	12.3	14.54	13.81	13.29
		VOLL	24.44	23.78	24.91	22.3
按用户个数加权	59%～66%	EVOLL	2.1	2.36	3.29	2.68
		VOLL	2.1	2.59	3.19	2.64
	50%	EVOLL	2.76	2.79	3.94	3.28
		VOLL	2.76	3.1	3.83	3.23

资料来源：R. N. Allan，Kariuki. Customer Outrage Costs and Their Application to the UK Electricity Supply Industry. Proceedings of PMAPS'97，Vancouver，1997.

1990～2001 年，英国用 $VOLL$ 值来计算电力市场的购买电价，即

$$PPP=SMP-LOLP\times(VOLL-SMP) \tag{10}$$

式中 PPP 为电网购买电价；SMP 为系统边际电价；$LOLP$ 为电力不足概率。

基于投资核算的方法　电力系统的增强改造投资一般都会带来系统风险的降低，即投资和系统风险指标之间存在着可量化的关系。通过对系统增强改造项目和相应系统风险评估的大量研究，可以得到基于投资的平均停电损失数据。这个方法更适合于私人公司。

基于国民生产总值的方法　用一个省（州）或国家的国民生产总值除以该省（州）或国家的年用电量就得到每千瓦时的价值。这个数值反映了这个省（州）或这个国家缺供 1kW·h 电量的平均经济损失。这个方法简单有效，适用于公有制公司。

国外停电损失　各国由于国情不同、测算方法不同、测算时间不同，停电损失之间差异较大。现列举美国和加拿大的停电损失。

美国停电损失　表 4 列出美国杜克电网各类用户停电损失，由杜克电力公司（Duke Power Company）与美国电力科学研究院于 1995 年合作完成。

表 4 美国杜克电网各类用户停电损失

[美元/(kW·h)]

用户类型	发电停运平均停电损失	输配电停运平均停电损失
居民用户	1.88	2.07
商业用户	21.02	45.82
工业用户	3.60	7.61
杜克电网	7.79	16.15

资料来源：Michael J，Sullivan，“Volume Five：Outage Cost Summary”，in Final Report For Value Of Service Study，December 1992.

加拿大停电损失　表 5 列出加拿大各行业用户停电损失，由萨斯喀彻温大学（University of Saskatchewan）于 1999 年完成。

表 5 加拿大各行业用户停电损失（美元/kW）

用户	不同停电时间对应的停电损失				样本数
	2sec	20min	1h	4h	
金融保险	0.6566	2.5286	8.1246	25.7586	35
实体、保险代理	5.5078	6.6963	7.2053	26.8283	35
商业、服务业	13.3663	26.5861	57.0902	161.931	56
政府机构	1.0357	3.2284	8.1350	24.1569	73
教育	0.1835	0.4131	1.5436	5.8491	22
健康与社会服务	4.1738	4.3414	6.7886	17.6648	46
总体平均	1.06586	3.2655	7.2297	21.3650	267

资料来源：J. Gates，R. Billinton，G. Wacker. Electric Service Reliability Worth Evaluation for Government，Institutions and Office Buildings. IEEE Transactions on Power Systems，Vol. 14，No. 1，February 1999.

中国停电损失　中国采用产电比来近似作为测算停电损失的度量。产电比（ratio of output value to unit electric energy consumption）表征了单位电能在不同地区不同行业创造的经济效益，是对电能价值的一种社会度量。2009～2012 年中国产电比统计见表 6。

表 6 2009～2012 年中国产电比统计

年份	国内生产总值（亿元）	总用电量（亿 kW·h）	产电比 [元/（kW·h）]
2009	340902.81	36430	9.3577
2010	401512.80	41923	9.5774
2011	473104.05	46928	10.0815
2012	519470.10	49591	10.4751

资料来源：中国国家统计局、中国能源局统计数据。

参考书目

陈文高．配电系统可靠性实用基础．北京：中国电力出版社，1998.

tongxin dianyuan

通信电源

（power supply for communication equipment）　为各种通信设备及保证通信的建筑负荷供电的系统。通信电源是通信系统的重要组成部分。通信电源系统由交流供电系统、直流供电系统和相应的接地系统组成。

大多数通信设备采用直流电源供电。为保证电网的安全

可靠运行，确保发生电网事故时通信设备的可靠运行，在通信机房专门设置48V直流供电电源系统，为保证其不间断稳定供电，一般采用冗余配置。在没有交流电网或交流电源不可靠的情况下，可用柴油发电机、风力发电提供交流电源，或由光伏发电等配合蓄电池提供直流电源。

通信电源系统要保证在电力事故时，在某段时间内独立工作的能力。具体要求包括：

（1）双交流供电。通信局（站）具备两条彼此独立的交流进线向高频开关整流设备供电，不同交流进线间可按需求配置自动或手动切换装置。对于只具备一路交流供电进线的通信站，应配置其他辅助电源系统（如风能、太阳能等系统）。

（2）双高频开关整流设备。对于具备双电源模块的通信设备，两套高频开关整流设备相互独立对不同电源模块同时供电；对于只具备单电源模块的通信设备，两套高频开关整流设备可通过自动切换装置，以1+1热备方式为通信设备供电，同时，高频开关整流器的整流模块应采用 $N+1$ 冗余配置。

（3）通信专用蓄电池组。应配置两组通信专用蓄电池组和蓄电池监测装置。一般要求：蓄电池组的单节电池应为2V，蓄电池应采用阀控式密封铅酸蓄电池。

（4）防雷模块。通信电源设备的防雷模块按耐冲击电流等级分为高、中、低三级，可以逐级减少雷击对通信设备的影响。

（5）同一条线路的两套继电保护、安全自动装置复用通信设备，应由两套独立的通信电源系统供电。

参考书目

强生泽，杨贵恒，李龙．现代通信电源系统原理与设计．北京：中国电力出版社，2009.

tongxin guanli wang

通信管理网 （telecommunication management network，TMN） 用于收集、传输、处理和存储有关通信网维护、运营和管理信息，对通信网进行管理的计算机应用系统和网络体系。一般称为电信管理网。“电信”一词通常用于特指社会公众通信，在电力系统中，电力通信管理系统的特点和要求与一般公众通信管理系统不尽相同，故称为通信管理网。

通信管理网是由国际电信联盟电信标准化部（International Telecommunication Union Telecommunication Standardization Sector，ITU-T）提出的一个关于通信网络管理的系统化、标准化解决方案，是一个能对各种类型的通信网络及通信业务进行管理，能与各种类型的通信设备、各种平台的管理操作系统实现信息交换，容纳各种管理操作系统的开放式网络体系。国际电信联盟电信标准化部颁布了一系列关于通信管理网的建议（标准），对通信管理网的规划、开发、使用、维护等各个方面加以规范。这些建议内容包括通信管理网的管理模式、管理功能、管理接口、体系结构、管理业务、使用方式、方法论、支撑工具等。

管理模式 通信管理网主要由网络管理系统、网络管理对象和数据通信网三部分组成。用于收集、传输、处理和存储有关通信网维护、运营和管理信息，对通信网进行管理的计算机应用系统和网络体系。通信管理网的管理采用网络管理系统模式进行，针对网络管理环境，按照网络管理方法，实现网络管理目标的计算机应用系统，简称网管系统，也叫操作系统（operating system，OS）。

管理功能 包括性能管理、故障管理、配置管理、账务管理和安全管理五大类。

性能管理 对设备的性能和网络单元的有效性进行评估，并提出评价报告的一组功能。包括性能测试（采集方式设置和数据动态采集）、性能分析（比较、统计、报告及预测等）及性能控制（参数调整、遥控操作等）。

故障管理 网络环境发生异常情况时，自动检测、记录和告警，通过异常数据判别网络中故障的位置、性质及确定其对网络影响，并进一步采取相应的解决措施。其基本功能有故障检测、故障诊断、故障修复、故障记录。

（1）故障检测。通过定时检测和自动报警等手段，查找和发现网络中各个环节的异常情况。

（2）故障诊断。根据故障检测的结果，结合网络的组成、设备参数等信息判断故障的位置、性质、种类，自动提示并存储故障信息。

（3）故障修复。故障确认、派工维修、修复确认、维修记录等。

（4）故障记录。将所有与故障有关的数据（包括故障数据、确认操作、派工操作、修复记录等）都记录在案，并存储于数据库中，以备再询或做进一步的统计分析。

故障管理还具备通告和智能判断等扩充功能。①通告。提供包括电子邮件、声音呼叫及外接告警屏等通告方法。②智能判断。能理解网络结构及网络内在依赖关系，通过智能分析，报告发生故障的原因。

配置管理 对网络单元的配置，业务的投入，开/停业务等进行管理，对网络的状态进行管理。包括初始配置管理（网络指配）和工作配置管理（配置控制）。在异常（性能劣化或故障）情况下，能调整或改变网络资源配置，保证网络安全、可靠、高效运行。

账务管理 主要是计费管理，包括费率管理、计费信息（呼叫详细记录等数据）采集、分拣、计算、摊账、审计等。

安全管理 对网络及网络设备进行安全保护，主要有接入管理及用户权限的管理，安全审查及安全告警处理。

管理接口 通信管理网能连接各种网元和网管系统，结构模块化和接口标准化是至关重要的。在通信管理网的体系结构中有Q3接口、Qx接口、X接口和F接口四种接口。

Q3接口 跨越了整个开放式系统互连（open system interconnection，OSI）七层协议的集合。Q3接口不仅包括在第七层中用到的管理信息和管理信息模型，在通信协议Q.811/812之上，还要有G.774和M.3100。M.3100是面向网元的通用信息模型，G.774是同步数字体系（synchronous digital hierachy，SDH）的管理信息模型，Q.821、Q.822是Q3接口中关于告警和性能管理的支持对象定义。

Qx接口 在管理系统的实施中，很多产品采用Qx接口作为向Q3接口的过渡。Qx很像Q3，但功能不完善，处于成本和效率方面的考虑，它取舍了Q3中的某些部分，但是Q3的哪些部分可以被去掉并没有标准，因此往往是非标准的厂家的Q接口。

F接口　处于工作站（WS）与具有OSF、MF功能的物理构件之间（如WS与MD）。它将通信管理网的管理功能呈现给人，或将人的干预转呈给管理系统，解决与通信管理网的五大管理功能领域相关的人机接口的支持能力，使用户通过通信管理网接入电信管理系统。用户与控制系统的交互是基于输入/输出，特殊动作和人机对话处理等各种交互机制。

X接口　在通信管理网的X参考点处实现，提供通信管理网之间或通信管理网与具有通信管理网接口的其他管理网络之间的连接。在这种情况下，相对Q接口而言，X接口上需要更强的安全管理能力，要对通信管理网外部实体访问信息模型设置更多的限制。为了引入安全等级、防止不诚实的否认等，也需要附加的协议，但X接口应用层协议与Q3的是一致的。在同一个电信运营公司内，也可以根据管理问题域的不同来划分。另外，也可能按地域划分进行网络管理，这时候，X接口的设置取决于实际情况的需要。

体系结构　完整的网络管理等级共分为五层，自下而上分别为网元（network element，NE）层、网元管理（element management，EM）层、网络管理（network management，NM）层、业务管理（service management，SM）层和事务管理（business management，BM）层。

网元层　利用网元本身所具备的管理功能（如采集、告警、下载、上传、本地接入等）进行网元的本地管理及网元与上层系统的连接。

网元管理层　直接管理设备，同时支持对上一级网络管理层的连接。规模大小不等，最小为单个操作系统管理一个网元，也可由多个操作系统分别管理属于其管辖范围、类型相同的一组网元，网元管理层主要面向设备维护人员。

网络管理层　对所辖区域内的所有网元进行管理，主要的功能包括：从全网的观点协调与控制所有网元的活动；提供、修改或终止网络服务；就网络性能、可用性等事项与上级服务管理层进行交互。网络管理层的另一个重要功能是支持上层的业务管理。

业务管理层　一个通信网络可以提供多种通信业务，一种通信业务也可能与多个网络有关。对于不同的业务，其性能管理、故障管理、配置管理、账务管理和安全管理的目标和侧重点都可能不相同，因此需要专门负责某项业务管理的层面，如虚拟专用网业务管理、租用专线业务管理等。

事务管理层　是最高的管理功能层。该层负责设定目标任务，但不管具体目标的实现，通常需要管理人员的介入。如通信统计、市场分析、资费政策、质量监督、财务管理等。

管理业务　又称网络管理环境，有狭义环境和广义环境、直接对象和间接对象之分。

直接对象　又称狭义的网络管理环境，包括：①网元，即通信网中各种节点设备，是通信管理的基本实施对象和管理信息的基本来源。②网络，由节点与节点之间通过链路建立起来的物理组合与逻辑关系。③业务，由网络向用户提供的符合规定质量标准的各种通信服务。

间接对象　主要是指直接对象所在通信运营企业的环境，如政策环境、运营组织环境、企业文化环境、人力资源环境、财务环境等。

广义的网络管理环境既包括直接对象，也包括间接对象。严格意义上讲，网络管理对象中与通信网管理有关的部分（管理信息采集、变换、接口等）才是通信管理网的基本构件之一。通信管理网通过这些接口接收来自通信网的信息并控制通信网的运行。

支撑工具　数据通信网用于网管系统和管理对象之间的通信联络，是网络管理的重要支撑工具，其可以是一个网管专用的数据通信网，也可以是利用通信网其中的一部分（如主备用专线、电路交换网、分组交换网等）组成的数据通信网。

通信管理网虽然在概念上是一个专用于网络管理的独立网络，但在具体构成上与通信网存在部分交叉和重叠，例如在数据通信网方面的交叉利用以及管理对象中网元的通信功能与网管功能共存于一体等。

应用　电力系统通信管理网为电力专用通信网提供管理功能。电力系统通信管理网遵循公用通信管理网管理原则，同时也体现出电力系统专用通信网管理特有方式。

电力系统通信管理网采用分级分层结构，分级原则与电力通信机构设置一致，在每一级中根据需要设立相应的管理层。

参考书目

韩卫占．现代通信网络管理技术与实践．北京：人民邮电出版社，2011.

郭军．网络管理.3版．北京：北京邮电大学出版社，2008.

tongxin kongzhiqi

通信控制器　（communication control unit，CCU）

位于中央处理机与通信系统之间的连接点处，用以完成通信管理和控制功能的设备。通信控制器为通信网络中的主机实现通信管理功能，对主机与各个终端的通信进程进行控制。通信控制器在电力系统中是采用实时操作系统开发的嵌入式多任务通信控制装置，含有传输信息的帧结构、信息字结构和传输规则等，部分功能可参照DL 451《循环式远动规约》。

组成　如图1所示，通信控制器包括线路接口部分、中央控制部分、计算机接口部分及控制存储器部分。

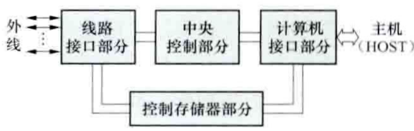


图1　通信控制器的组成

线路接口部分　负责通信控制装置与外线相连。管理通信链路上的数据通信和控制数据的流动。

中央控制部分　检测控制字符，实行差错控制、时间监视，以及实现传输控制协议规程等操作。

计算机接口部分　实现与计算机（或终端）的匹配，与计算机间交换数据、传送命令和状态等。

控制存储器部分　用来存放线路控制字（line control word，LWC），即存放每条线路状态、控制信息的内容等，所存放的内容与组成控制器的其他三部分紧密相关。

功能　主要有线路控制、传输控制、差错控制、报文处理、与计算机接口、速率交换、多路控制、缓冲能力。

通信控制器的信息处理流程及其分类如图2所示。

通信控制器是计算机系统与数据线路之间的接口设备，控制远端数据设备的全部通信信道，包括差错控制、中断接

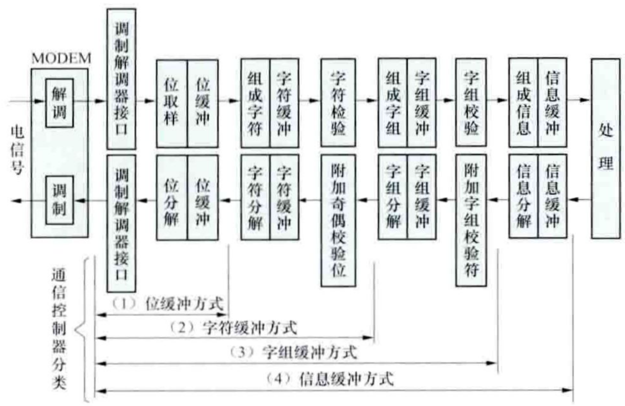


图 2 通信控制器信息处理流程及其分类

入控制、确认控制、传输顺序控制等。对计算机系统的数据信息进行串行与并行的转换，数据的接收与发送等。

通信控制器与通信控制处理机（communication control processor，CCP）之间没有明确的界线，当通信控制器除实现通信控制任务外还承担主机有关通信方面的数据处理时，通信控制器便成为通信控制处理机。CCP 作为数据交换的开关，负责通信控制工作。主要包括两种类型：一种是对通用计算机稍加改造，作为通信控制器使用；另一种是专门为通信控制而设计的处理机，在计算机中专门设计、强化通信控制处理的功能。

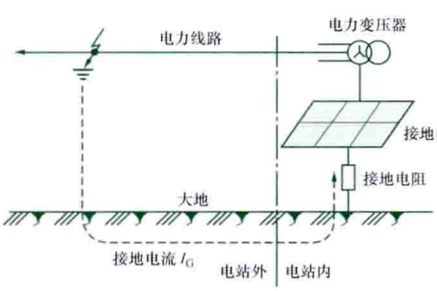
参考书目

吴延海，陈光军．数据通信技术教程．北京：北京大学出版社，2006.

tongxin shebei fanghu

通信设备防护 （protection for communication equipment） 防止由于电力系统故障和雷击等外部因素造成对变电站（包括发电厂）内通信设备及引入通信电缆损坏所采取的保护措施。110kV 及以上的电力系统，变压器的中性点直接与电站的接地网连接如图所示。

接地网接地电阻的电阻值一般不大于 0.5Ω。图中，当电力线路发生对地短路事故时，短路电流经大地流回变压器中性点，在接地电阻上产生电压降，使电站地电位升高，其值可达数千伏以上，致使电站内通信设备上的电位也随之升高，故当外部远端为零电位的通信电缆与站内通信设备连接时，此电位差可使站内通信设备和引入的电缆遭受破坏，甚至危及人身安全。对此所采取的防护措施有引入通信电缆保护、并联放电管保护、中和变压器保护和隔离变压器保护等。这些保护中，并联放电管保护用于地电位升高不超过 1200V 的场合，中和变压器保护用于地电位升高不超过 4000V 的场合，隔离变压器保护则用于更大的地电位升高的电站。



变压器中性点与变电站接地网连接示意图

变电站地电位升高时，其接地网电位最高，接地网周围电位按指数曲线逐渐降低，其影响范围为接地网周围半径数十米至数百米的区域。在此区域内如有直埋通信电缆，其金属外皮与土壤接触，不同距离土壤的地电位差会使电缆金属外皮流过接地电流，致使金属外皮烧坏或使电缆芯线对外皮的绝缘击穿。因此在危害区域内应选用有对地绝缘护套的电缆，或将电缆穿入绝缘套管埋入地下，电缆芯线对金属外皮和金属外皮对地的绝缘强度应满足设计要求。

雷电干扰是通信设备防护的重要内容，雷电串入通信系统会造成设备的损坏和故障。YD/T 5098《通信局（站）雷电过电压保护工程设计规范》对通雷电过电压保护提出了明确的要求。进入通信站的电缆应埋地引入，缆线埋地深度应不小于 0.7m。

建在城市且地处多雷区、强雷区的通信局（站）各类网管系统的金属数据线，若长度大于 50m 且小于 100m，其数据线一侧的终端设备输入口应具有电涌保护器（surge protective devices，SPD），若长度大于 100m，数据线两侧的终端设备输入口均应具有电涌保护器。

建在郊区或山区且地处多雷区、强雷区的通信站各类网管系统的金属数据线，若长度大于 30m 且小于 50m，其数据线一侧终端设备输入口应具有电涌保护器；若长度大于 50m，数据线两侧的终端设备输入口均应具有电涌保护器。

通信站太阳能电池的馈电线应采用金属护套电缆，其金属护套在机房入口处应就近接地或与通信站避雷带焊接，电缆内芯线应在入口处分别对地加装标称工作电压大于太阳能电池供电电压最大值 20%，标称放电电流为 10kA 的 SPD，SPD 接地端应就近接地。

YD/T 1821—2008《通信中心机房环境条件要求》等标准对通信设备防护的环境等指标提出了要求，包括接地、电磁场、环境静电强度、温度、湿度、空气含尘浓度、粉尘及有害气体等。

tongxinzhan dongli huanjing jiankong xitong

通信站动力环境监控系统 （supervision and control systems for power and environment in telecommunication station） 对通信站电源与机房环境进行集中监控管理的系统。监控的通信电源系统主要包括通信站用低压配电设备、柴（汽）油发电机、太阳能发电设备、风能发电设备、整流设备、UPS 电源、蓄电池组、直流配电设备、直流-直流变换器、蓄电池组等。监控的机房环境主要包括通信站内的空调设备、门禁系统、温度、湿度、烟感、水浸、玻璃破碎、视频等。

功能　通信站动力环境监控系统适用于各类通信站，其基本功能是：①对通信站内分布的各个独立的动力环境对象进行遥测、遥视、遥信，实时监视系统和设备的运行状态，记录和处理相关数据，及时侦测故障，并做必要的遥控操作，适时通知人员处理。②按照上级监控系统或网管中心的要求提供相应的数据和报表，从而实现通信站的少人或无人值守，以及电源、空调的集中监控维护管理，提高供电系统的可靠性和通信设备的安全性。

数据采集应及时和准确。对于非智能设备的运行参数和

一些环境参数可通过变送器和传感器进行采集；对于智能设备则可通过标准化的接口和协议进行采集。

对设备的控制是为实现维护要求而立即改变系统运行状态的有效手段，应安全、可靠。

结构　随着通信技术的飞速发展，通信站特别是无人值守通信站越来越多，对通信站动力环境的要求也越来越高，通信站动力环境监控系统逐渐由原来的单站式监控系统演变为现在的网络化、系统化、层次化监控系统。通信站动力环境监控系统网络一般采用逐级汇接的结构，由监控主站、监控子站和监控模块组成。

（1）监控主站。为适应集中监控、集中维护和集中管理的要求而设置，是动力环境监控系统的监控、管理中心。

（2）监控子站。监控系统的最小子系统，由若干监控模块和其他辅助设备组成，是动力环境监控系统的中间层。

（3）监控模块。完成特定设备管理功能，并提供相应监控信息的设备。

参考书目

赵玉峰．动力设备及环境集中监控系统．北京：北京邮电大学出版社，2000.

tongyong zutai gongju

通用组态工具 (general configuration tool)

见变电站自动化系统基本应用功能。

tongbu dianji canshu

同步电机参数 (synchronous machine parameters)

在同步电机数学模型中，表征同步电机各电磁量之间关系的系数。同步电机的参数分基本参数和导出参数两类。基本参数描述同步电机中的基本电磁关系；导出参数表示综合的电磁关系，在一定假定条件下，可由基本参数组合而得。

对不同的数学模型（见同步电机数学模型），同步电机的参数有所不同。例如：坐标系统不同时，部分参数的意义不同；模型阶次不同时，参数的数目和数值有所不同。所以，参数必须与数学模型联合考虑。通常参数以标幺值形式表示。

参数及其物理意义　对于采用dq0坐标系统，转子标幺值采用x_{ad}基值系统，且d、q轴各有一个等效阻尼绕组的同步电机模型，其参数见表1～表3。表1为基本参数，表示各绕组的电阻、漏感抗和互感抗。表2为导出参数中的时间常数，反映了在暂态及次暂态过程中，各电磁量变化的快慢特征。表3为导出参数中的导出电抗，反映了在这些过程中，各电磁量变化大小的特征。表2、表3中导出参数x'_d、T'_d与基本参数的关系是假定在暂态阶段，阻尼绕组已不起作用而得出的。

表1　基　本　参　数

符号	名　称	符号	名　称
r	定子绕组相电阻	x_l	定子绕组漏电抗
r_f	励磁绕组电阻	x_{fl}	励磁绕组漏电抗
r_D	直轴阻尼绕组电阻	x_{Dl}	直轴阻尼绕组漏电抗
r_Q	交轴阻尼绕组电阻	x_{Ql}	交轴阻尼绕组漏电抗
x_{ad}	直轴电枢反应同步电抗	x_0	零序电抗
x_{aq}	交轴电枢反应同步电抗		

表2　导出参数中的时间常数

符号	表　达　式	名　称
T'_{d0}	$\frac{1}{r_f}(x_{fl}+x_{ad})$	直轴暂态开路时间常数
T'_d	$\frac{1}{r_f}\left(x_{fl}+\frac{x_{ad}x_l}{x_{ad}+x_l}\right)$	直轴暂态短路时间常数
T''_{d0}	$\frac{1}{r_D}\left(x_{Dl}+\frac{x_{ad}x_{fl}}{x_{ad}+x_{fl}}\right)$	直轴次暂态开路时间常数
T''_d	$\frac{1}{r_D}\left(x_{Dl}+\frac{x_{ad}x_lx_{fl}}{x_{ad}x_l+x_{ad}x_{fl}+x_lx_{fl}}\right)$	直轴次暂态短路时间常数
T''_{q0}	$\frac{1}{r_Q}(x_{Ql}+x_{aq})$	交轴次暂态开路时间常数
T''_q	$\frac{1}{r_Q}\left(x_{Ql}+\frac{x_{aq}x_l}{x_{aq}+x_l}\right)$	交轴次暂态短路时间常数
T_d	$\frac{x_{Dl}}{r_D}$	直轴阻尼漏抗时间常数
T_a	$\frac{x_2}{r}$	定子电流非周期分量衰减时间常数

表3　导出参数中的导出电抗

符号	表　达　式	名　称
x_d	x_l+x_{ad}	直轴同步电抗
x'_d	$x_d\frac{T'_d}{T'_{d0}}$ 或 $x_l+\frac{x_{ad}x_{fl}}{x_{ad}+x_{fl}}$	直轴暂态电抗
x''_d	$x_d\frac{T'_d}{T'_{d0}}\frac{T'_d}{T'_{d0}}$ 或 $x_l+\frac{x_{ad}x_{fl}x_{Dl}}{x_{ad}x_{fl}+x_{ad}x_{Dl}+x_{fl}x_{Dl}}$	直轴次暂态电抗
x_q	x_l+x_{aq}	交轴同步电抗
x''_q	$x_q\frac{T''_q}{T''_{q0}}$ 或 $x_l+\frac{x_{aq}x_{Ql}}{x_{aq}+x_{Ql}}$	交轴次暂态电抗
x_2	$\frac{2x''_dx''_q}{x''_d+x''_q}$	负序电抗

同步发电机空载时突然三相短路后的定子A相电流的解析表达式为

$$i_a=U\left[\left(\frac{1}{x''_d}-\frac{1}{x'_d}\right)e^{-t/T''_d}+\left(\frac{1}{x'_d}-\frac{1}{x_d}\right)e^{-t/T'_d}+\frac{1}{x_d}\right]\times\cos(\omega t+\gamma_0)-\frac{U}{2}e^{-t/T_a}\left[\left(\frac{1}{x''_d}+\frac{1}{x''_q}\right)\cos\gamma_0+\left(\frac{1}{x''_d}-\frac{1}{x''_q}\right)\cos(2\omega t+\gamma_0)\right]$$

式中U为相电压幅值的有名值或标幺值；γ_0为短路开始瞬间，转子d轴轴线顺旋转方向自A相绕组中心线转过去的电角度；t、T为时间，s；x为电抗，有名值或标幺值；i_a为电流瞬时值，有名值或标幺值；ω为电角频率，$\omega=2\pi f_0$。

主要导出参数及其影响：①在设计中，直轴同步电抗x_d由所要求的短路比决定。在电磁负荷一定的条件下，其大小主要取决于电机的气隙长度。气隙越长，短路比越大，x_d越小。②x'_d的值主要取决于定子绕组和励磁绕组的漏抗大小。x'_d对电机的暂态稳定极限有较大影响，也影响突然加负荷时的暂态电压变化情况。③x''_d、x''_q的值主要取决于阻尼绕组的结构型式及定子绕组漏抗，近似地等于阻尼绕组漏抗与定子绕组漏抗之和。x''_d和x''_q决定突然短路电流的冲击幅值及脉振电磁转矩幅值。

参数来源　有计算法和测算法两个来源。

计算法　根据电机的基本尺寸计算求得。由制造部门提供，是实际应用中的一种主要数据来源。

测算法　分为常规试验方法和新开展的试验方法两种。

（1）常规试验方法。多年来，已发展许多用试验来测量同步电机参数的方法，其中一些主要的方法被国际电工委员会（International Electrotechnical Commission，IEC）及各国规定为试验标准，如IEC34、IEEE115、GB 1029《三相同步电机试验方法》等（见表4）。常规试验方法大多为离线试验方法，所得基本参数物理意义明确，但一般不能很好地反映电机实际运行中的饱和、涡流等非线性效应。

表4　常规参数测定方法

参数	测定方法	备　注
x_d	空载-短路特性作图法	不饱和值优先选用
	低转差法	不饱和值
x_q	反励磁法	饱和值或不饱和值
	低转差法	不饱和值
x'_d	三相突然短路法	饱和值或不饱和值
	电压恢复法	不饱和值
x''_q	特定转子位置静测法	不饱和值
	任意转子位置静测法	不饱和值
x''_d	三相突然短路法	饱和值或不饱和值
	电压恢复法	不饱和值
	特定转子位置静测法	不饱和值
	任意转子位置静测法	不饱和值
x_l	抽转子法	
x_p	零功率因数过励法	
T'_d	三相突然短路法	
T''_d	三相突然短路法	
T'_{d0}	电压恢复法	
T''_{d0}	电压恢复法	
T_a	三相突然短路法	
x_0	开口三角形法	不饱和值优先选用
	两相对中性点短路法	不饱和值
x_2	两相稳态短路法	不饱和值优先选用
	逆同步旋转法	不饱和值

（2）新开展的试验方法。为了获得与所选数学模型更相适应的电机参数，以提高计算的准确性，新的参数测试方法不断被研究出来并仍在继续发展中，如各种离线、在线的频域、时域参数辨识方法等。发展成熟的新方法不断被国际电工委员会编入新的标准中（如IEC34－C）。

在准确计算电机行为时应注意：①一般 x_d、x_q 的饱和值比不饱和值小15%～25%，且随工况变化；②即使是汽轮发电机中，d、q轴的参数也不相等，也产生凸极效应，特别是动态参数 $x''_q \neq x''_d$，$T''_d \neq T''_q$；③由试验测出的导出参数 x'_d、T'_d，体现了电机中的综合电磁效应，与表2、表3由定义表述的与基本参数的组合关系是有区别的。

tongbu dianji shuxue moxing

同步电机数学模型

（mathematical model of synchronous machine）　表示同步电机的电压、电流、磁链等电磁量与转矩、转速等机械量之间相互关系的数学表达式。它是进行同步电机及电力系统动态分析的基础。电力系统常用的同步电机数学模型由同步电机的电路方程及转子运动方程两部分组成。同步电机电路方程又分为基本方程和导出模型两类。同步电机基本方程表示电压、电流与各绕组磁链之间以及转矩与电流、磁链之间的关系；同步电机导出模型为在一定假设条件下，以电动势替换磁链，表示电压、电流与电动势之间的关系。转子运动方程表示转矩与转速之间的关系。同步电机电路方程可以用不同的坐标系统来表示，其中最常用的是dq0坐标系统。

主要假设条件　建立同步电机基本方程时，设同步电机为理想电机，即忽略饱和等非线性现象以及假定电枢绕组是正弦分布的。

（1）忽略饱和及其他非线性现象。假定所有磁通都与产生它的电流成正比，因而可以应用叠加原理，即任何一个线圈中的电流单独建立一个磁通势，并产生一个磁通分量。这部分磁通在该线圈或任何其他线圈中感应产生电压。根据叠加原理，可以将任一线圈中的所有电压分量叠加起来，得到该线圈的合成电压。所有线圈的电压方程和转矩方程联立，即为电机的基本方程。

（2）假定电枢绕组是正弦分布的。假定绕组中的电流在电机中不产生空间谐波磁通势，空间基波磁通势由于磁路磁阻不均匀所产生的谐波磁通也不在绕组中感应任何电压。这使得电机内部物理过程的描述变得简单。

标幺制　各物理量和参数均以其有名值与基准值的比值表示的体制。标幺值（见标幺值系统）是无量纲的量。电机中的物理量和参数用标幺值表示时，有利于分析比较和计算。同步电机的定子各量一般均取其额定值为基准值。不同的标幺制由转子电量基准值的取法决定。在常用的 x_{ad} 标幺制中，励磁电流的基值 i_{fB} 由空载特性曲线的气隙线、定子电流基准值 i_B 与电抗 x_{ad} 的有名值决定（见图1）。励磁电压基准值 u_{fB} 由定子电压、电流基准值（u_B、i_B）及 i_{fB} 决定，即

$$u_{fB} = \frac{3}{2} u_B \left(\frac{i_B}{i_{fB}} \right) \tag{1}$$

采用这种标幺制的好处是使电路标幺值方程中各互感系数成为可逆。

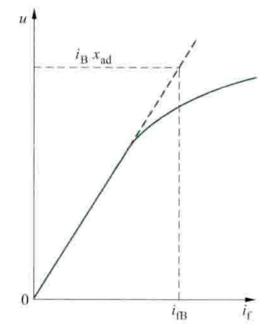


图1　励磁电流基准值的确定

同步电机坐标系统　在分析电机的各种运行方式时，为简化计算方法与提高计算精度，需利用一些数学变换将实际绕组中的电磁量转换为另一表达形式的电磁量，与这些表达形式相对应的坐标构成同步电机坐标系统。

坐标系统的种类　已得到应用的坐标系统有：①相对于定子静止的abc坐标系统、αβ0坐标系统、120坐标系统；②与转子转速相同的dq0坐标系统、FB0坐标系统；③与旋转磁场转速相同的 d_cq_c0 坐标系统、F_cB_c0 坐标系统等。其中，abc坐标系统的轴线分别与三相绕组轴线一致；dq0坐标系统的d轴（直轴）与转子磁场方向一致，q轴（交轴）与d轴相差90°电角度。由于dq0坐标系统具有使电机电路方程中的参数恒为常数，方程简化，适合多机系统模型等优点，在电力系统分析与计算中获得最广泛采用。

坐标系统的变换　为简化计算而做的纯数学变换，如经典派克变换即在一定的正方向规定下定子电流的dq0分量与abc分量之间的关系为

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos\gamma & \cos\left(\gamma - \frac{2}{3}\pi\right) & \cos\left(\gamma + \frac{2}{3}\pi\right) \\ -\sin\gamma & -\sin\left(\gamma - \frac{2}{3}\pi\right) & -\sin\left(\gamma + \frac{2}{3}\pi\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \tag{2}$$

电压向量 $[u_d u_q u_0]^T$ 与 $[u_a u_b u_c]^T$ 之间及磁链向量 $[\psi_d \psi_q \psi_0]^T$ 与 $[\psi_a \psi_b \psi_c]^T$ 之间的关系式与式（2）的关系相同，即它们具有相同的变换系数矩阵。式中 γ 为顺着正常方向旋转 d 轴领先 a 轴的空间电角度。这种变换不是唯一的，为使变换前后相应物理量幅值相等，在变换中加入 2/3 因子，但变换前后功率不守恒，即

$$u_a i_a + u_b i_b + u_c i_c \neq u_d i_d + u_q i_q + u_0 i_0 \tag{3}$$

这时，功率

$$P = u_a i_a + u_b i_b + u_c i_c = \frac{3}{2}(u_d i_d + u_q i_q + 2u_0 i_0) \tag{4}$$

为满足功率守恒条件，有时采用另一种变换形式，称作正交派克变换，即

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos\gamma & \cos\left(\gamma - \frac{2}{3}\pi\right) & \cos\left(\gamma + \frac{2}{3}\pi\right) \\ -\sin\gamma & -\sin\left(\gamma - \frac{2}{3}\pi\right) & -\sin\left(\gamma + \frac{2}{3}\pi\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \tag{5}$$

其他坐标系统之间的变换，可用类似方法进行。

同步电机电路方程 分为基本方程和导出模型两类，其复杂程度由模型阶次、求解问题要求和假设条件所决定。不同情况有不同的表达形式。

派克方程 用 dq0 坐标系统表示的同步电机基本方程。假定：①转子 d 轴有两个绕组 f 和 D，转子 q 轴有两个绕组 g 和 Q，其中 f 为励磁绕组，g、D 和 Q 均为等效阻尼绕阻。②定、转子对应轴上的每两个绕组间的互感相等。③正方向规定：定子储量采用发电机惯例，且定子绕组正值电流产生负值磁链；转子储量采用电动机惯例，q 轴超前 d 轴 90°。④采用 x_{ad} 标幺值系统。可列出派克方程为

$$\left.\begin{aligned} u_d &= p\psi_d - \omega\psi_q - ri_d \\ u_q &= p\psi_q + \omega\psi_d - ri_q \\ u_0 &= p\psi_0 - ri_0 \\ u_f &= p\psi_f + r_f i_f \\ u_D &= p\psi_D + r_D i_D = 0 \\ u_g &= p\psi_g + r_g i_g = 0 \\ u_Q &= p\psi_Q + r_Q i_Q = 0 \end{aligned}\right\} \tag{6}$$

$$\left.\begin{aligned} \psi_d &= -x_d i_d + x_{ad} i_f + x_{ad} i_D \\ \psi_q &= -x_q i_q + x_{aq} i_g + x_{aq} i_Q \\ \psi_0 &= -x_0 i_0 \\ \psi_f &= -x_{ad} i_d + x_f i_f + x_{ad} i_D \\ \psi_D &= -x_{ad} i_d + x_{ad} i_f + x_D i_D \\ \psi_g &= -x_{aq} i_q + x_g i_g + x_{aq} i_Q \\ \psi_Q &= -x_{aq} i_q + x_{aq} i_g + x_Q i_Q \end{aligned}\right\} \tag{7}$$

$$T_e = \psi_d i_q - \psi_q i_d \tag{8}$$

它们是由式（6）电压方程、式（7）磁链方程和式（8）电磁转矩方程构成。式（6）中 p 代表 $\frac{d}{dt}$ 算子。

导出模型 派克方程通过引入其他假定，进行简化，得到导出模型。假定：①认为绕组 D 和 Q 的时间常数比绕组 f 和 g 的时间常数小得多，因此可以认为次暂态过程主要取决于绕组 D 和 Q，暂态过程取决于绕组 f 和 g；②忽略定子回路的暂态，即设定子电压方程中 $p\psi_d = 0$，$p\psi_q = 0$；③设定子电压方程中 $\omega \approx 1$。定义

励磁电动势

$$E_f = \frac{x_{ad}}{r_f} u_f \tag{9}$$

d 轴暂态电动势

$$E'_q = \frac{x_{ad}}{x_f} \psi_f \tag{10}$$

d 轴次暂态电动势

$$E''_q = \frac{x_D x_{ad} - x_{ad}^2}{x_D x_f - x_{ad}^2} \psi_f + \frac{x_f x_{ad} - x_{ad}^2}{x_D x_f - x_{ad}^2} \psi_D \tag{11}$$

q 轴暂态电动势

$$E'_d = -\frac{x_{aq}}{x_g} \psi_g \tag{12}$$

q 轴次暂态电动势

$$E''_d = -\frac{x_Q x_{aq} - x_{aq}^2}{x_Q x_g - x_{aq}^2} \psi_g - \frac{x_g x_{aq} - x_{aq}^2}{x_Q x_g - x_{aq}^2} \psi_Q \tag{13}$$

可列出六阶导出模型为

$$\left.\begin{aligned} U_d &= E''_d + x''_q I_q - r_a I_d \\ U_q &= E''_q - x''_d I_d - r_a I_q \\ T'_{d0} pE'_q &= E_f - E'_q - (x_d - x'_d) I_d \\ T''_{d0} pE''_q &= -E''_q - (x'_d - x''_d) I_d + E'_q + T''_{d0} pE'_q \\ T'_{q0} pE'_d &= -E'_d + (x_q - x'_q) I_q \\ T''_{q0} pE''_d &= -E''_d + (x'_q - x''_q) I_q + E'_d + T''_{q0} pE'_d \\ T_J p\omega &= T_m - [E''_q I_q + E''_d I_d - (x''_d - x''_q) I_d I_q] \\ p\delta &= \omega - 1 \end{aligned}\right\} \tag{14}$$

简化模型 上述六阶导出模型在不同的假设条件下，可以得到进一步简化。电力系统分析与计算常用的有五阶模型、四阶模型、三阶模型和 E'_q 恒定模型及经典二阶模型等 4 种。

（1）五阶模型。当仅考虑 f、D 和 Q 绕组的电磁暂态，忽略 q 轴 g 绕组的暂态效应，则六阶模型简化为五阶模型，即

$$\left.\begin{aligned} U_d &= E''_d + x''_q I_q - r_a I_d \\ U_q &= E''_q - x''_d I_d - r_a I_q \\ T'_{d0} pE'_q &= E_f - E'_q - (x_d - x'_d) I_d \\ T''_{d0} pE''_q &= -E''_q - (x'_d - x''_d) I_d + E'_q + T''_{d0} pE'_q \\ T''_{q0} pE''_d &= -E''_d + (x_q - x''_q) I_q \\ T_J p\omega &= T_m - [E''_q I_q + E''_d I_d - (x''_d - x''_q) I_d I_q] \\ p\delta &= \omega - 1 \end{aligned}\right\} \tag{15}$$

（2）四阶模型。当在 q 轴转子上计及与暂态过程对应的 g 绕组，但 d、q 轴转子忽略与次暂态过程对应的 D、Q 绕组时，五阶模型简化为四阶模型，即

$$\left.\begin{aligned} U_d &= E'_d + x'_q I_q - r_a I_d \\ U_q &= E'_q - x'_d I_d - r_a I_q \\ T'_{d0} pE'_q &= E_f - E'_q - (x_d - x'_d) I_d \\ T'_{q0} pE'_d &= -E'_d + (x_q - x'_q) I_q \\ T_J p\omega &= T_m - [E'_q I_q + E'_d I_d - (x'_d - x'_q) I_d I_q] \\ p\delta &= \omega - 1 \end{aligned}\right\} \tag{16}$$

（3）三阶模型。当忽略 g、D 和 Q 绕组的暂态时，则四阶模型简化为三阶模型，即

$$\left.\begin{aligned} U_d &= x_q I_q - r_a I_d \\ U_q &= E'_q - x'_d I_d - r_a I_q \\ T'_{d0} pE'_q &= E_f - E'_q - (x_d - x'_d) I_d \\ T_J p\omega &= T_m - [E'_q I_q - (x'_d - x_q) I_d I_q] \\ p\delta &= \omega - 1 \end{aligned}\right\} \tag{17}$$

(4) E'_q恒定模型及经典二阶模型。当进一步忽略f绕组的暂态过程，令 $pE'_q \cong 0$，即 E'_q=常数，计及凸极效应，则三阶模型简化为 E'_q恒定模型，即

$$\left.\begin{aligned} U_d &= x_q I_q - r_a I_d \\ U_q &= E'_q - x'_d I_d - r_a I_q \\ T_J p\omega &= T_m - [E'_q I_q - (x'_d - x_q) I_d I_q] \\ p\delta &= \omega - 1 \end{aligned}\right\} \quad (18)$$

若进一步忽略凸极效应，即设 $x'_d = x_q$，x'_d后的暂态电动势 $\underline{E}'$ 幅值恒定，则化为经典二阶模型，即

$$\left.\begin{aligned} \underline{U} &= \underline{E}' - (r_a + jx'_d)\underline{I} \\ T_J p\omega &= T_m - E'_q I_q \\ p\delta &= \omega - 1 \end{aligned}\right\} \quad (19)$$

其中，$\underline{U} = U_d + jU_q$，$\underline{I} = I_d + jI_q$，$\underline{E}' = (x_q - x'_d)I_q + jE'_q$。

模型阶次选择　在电力系统分析和计算中，需要比较精确地分析系统和电机的动态过程时，隐极机常采用六阶或四阶模型，凸极机常采用五阶模型；在早期的电力系统规划计算中，常采用经典二阶简化模型。随着电力系统规模的扩大和电网互联程度的提高，以及计算技术的进步，当代大电力系统机电暂态和较长期动态过程的计算中已普遍采用精确的4～6阶电机模型。

转子运动方程　同步电机转子的运动方程为

$$J\frac{d\Omega}{dt} = T_m - T_e - D(\Omega - \Omega_0) \quad (20)$$

式中 Ω 为机械角速度，rad/s；J 为机组转动惯量，kg·m²；T_m 为机械转矩，N·m；T_e 为电磁转矩，N·m；D 为机械阻尼系数；Ω_0 为额定机械角速度。

运动方程改用电角度及电角速度为变量时，相应的标幺值形式运动方程为

$$\left.\begin{aligned} T_J\frac{d\omega}{dt} &= T_m - T_e - D(\omega - 1) \\ \frac{d\delta}{dt} &= \omega - 1 \end{aligned}\right\} \quad (21)$$

式中 T_J 为机组惯性常数（见同步机组惯性常数）；δ 为转子q轴与以同步速旋转的坐标实轴（参考相位为零度的相应轴）之间的夹角。

同步电机相量图　用复数矢量来表示随时间正弦变化的各相电压、电动势、电流、磁链（时间相量）以及在空间做正弦分布的磁密与磁通势（空间向量），并把它们按一定规律画在一起，就构成了同步电机的相量图。这是分析同步电机运行的有力辅助工具，也称为时空相量图。正常运行时，由于三相对称，故只画出一相的量。时空相量图中，一般取时间参考轴与A相绕组的空间轴线重合，电流时间相量与磁通势空间相量重合。因此，在相量图中，定子电流d、q轴分量反映了定子电流在d、q轴产生的磁通势。根据磁链不变原理，可以用 E'_q恒定模型来研究暂态过程，用 E''_q、E''_d恒定模型来研究次暂态过程。在这些模型中，定子电压、电流及各电动势之间的关系可以用相量图表示，即应用分析稳态的方法来近似地研究暂态及次暂态过程。图2给出了稳态及暂态过程的相量关系。次暂态过程中的相量关系也可以用类似方法得到。

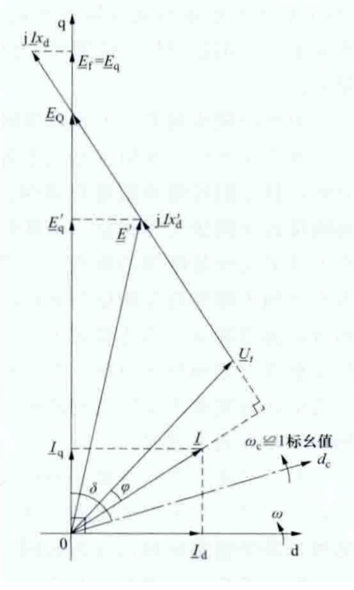


图2　同步电机相量图（$r_a=0$）

参考书目

高景德，张麟征．电机过渡过程的基本理论及分析方法（上册）．北京：科学出版社，1982.

Prabha Kundur. 电力系统稳定与控制．本书翻译组，译．北京：中国电力出版社，2002.

tongbu dianji xiangliangtu

同步电机相量图

（phasor diagram of synchronous machine）　见同步电机数学模型。

tongbu dianji zuobiao xitong

同步电机坐标系统

（coordinate system of synchronous machine）　见同步电机数学模型。

tongbu jizu guanxing changshu

同步机组惯性常数

（inertia constant of synchronous machine set）　表征同步机组转子机械惯性的参数。

机组转子运动方程为

$$J\frac{d^2\delta_m}{dt^2} = T_m - T_e \quad (1)$$

式中 J 为包括原动机在内的轴系总转动惯量，kg·m²；δ_m 为转子机械角，rad；t 为时间，s；T_m 和 T_e 分别为机械驱动转矩和电磁制动转矩，N·m。在工程中常用标幺值系统，如取各量的基准值为 $t_B = 1/\omega_B = 1/2\pi f_B$(s)，$T_B = 60S_N \times 10^3/2\pi n$(J/rad)。式中 f_B 为电源频率，Hz；n 为同步转速，r/min，$n = 60f_B/p_P$（p_P 为极对数）；S_N 为电机额定视在功率，kV·A。若以电角度 δ 取代 δ_m，$\delta = p_P\delta_m$，rad，则式（1）两边分别除以等式 $\frac{S_N \times 10^3}{\omega_B/p_P} = T_B$，可化为标幺值关系式（上标*表示标幺值）

$$T_J^*\frac{d^2\delta^*}{dt^{*2}} = T_m^* - T_e^* \quad (2)$$

式中 T_J^*，t^*，δ^*，T^* 均为标幺值，$\delta^* = \delta/\delta_B$，$\delta_B = 1$rad，则

$$T_J^* = 2\pi^3 f_B\frac{GD^2}{S_N}\left(\frac{n}{60}\right)^2 \quad (3)$$

式中 T_J^* 为机组惯性常数；GD^2 为转子的总飞轮转矩，t·m²。

由式（2）可知，当加速转矩（$T_m^* - T_e^*$）恒为1时，T_J^* 与机组转速由零上升到同步转速所需的时间标幺值相等，将 T_J^* 化为实际时间单位（s），则有

$$\begin{aligned} T_J = T_J^* t_B &= \pi^2\frac{GD^2}{S_N}\left(\frac{n}{60}\right)^2 \\ &= \frac{2.74GD^2n^2}{S_N} \times 10^{-3}, \text{s} \end{aligned} \quad (4)$$

此时运动方程式［式(2)］写为

$$\frac{T_J}{2\pi f_B}\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{T_J}{2\pi f_B}\frac{d\omega}{dt} = T_m^* - T_e^* \qquad (5)$$

式中 ω 的单位为 rad/s。

若 ω 用相对于同步转速的标幺值表示，则运动方程为

$$T_J\frac{d\omega^*}{dt} = T_m^* - T_e^* \qquad (6)$$

式中 T_J 的单位为 s，其他各量的量值均为标幺值。

如将基准值功率作用 1s 的能量定为能量基准值，则机组惯性时间常数 T_J(s) 在数量上等于机组转动部分在同步速时储能 E(J) 的标幺值的 2 倍，即

$$T_J = \frac{2E}{S_N \times 10^3} \qquad (7)$$

有的国家习惯直接用 H 来定义机组惯性时间常数，即

$$H = \frac{E}{S_N \times 10^3},\mathrm{s} \qquad (8)$$

因而 $$T_J = 2H$$

运动方程式［式（5）］也可写为

$$\frac{H}{\pi f}\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{H}{\pi f}\frac{d\omega}{dt} = T_m^* - T_e^* \qquad (9)$$

tongbuwang

同步网 (synchronization network) 产生时间或频率基准，用来提供基准定时信号的网络。同步网是通信网运行的支持系统之一。同步网属于现代通信网组成结构中的支撑网，包括时钟同步与时间同步。时钟同步为通信网各节点设备提供统一的时钟（又称频率同步）；时间同步为用户终端提供统一的时标。

同步网的功能是准确地将同步信息从基准的时钟源节点传递给同步网的各个节点，从而调节网中的各时钟建立信号同步并保持信号同步。使设备时钟频率相同，以消除或减少滑码引起的误码或失步，为通信网的高质量运行、步调一致的工作提供保障。

同步网由各节点时钟和传递同步信息的链路构成，包括基准源节点和同步节点。其中，基准源节点的时钟设备有两种：一种由铯钟和全球定位系统（global positioning system，GPS）构成全国基准时钟（primary reference clock，PRC），一种由 GPS 定时接收系统和铷钟构成的区域基准时钟（local primary reference，LPR），它们为一级基准时钟，产生基准同步信号。同步节点是由一些综合定时供给设备（building integrated timing supply，BITS）组成。BITS 是高稳晶体时钟，BTB 时钟分为二级时钟和三级时钟，二级时钟又分为二级 A 和二级 B，通称为＋2A 级和＋2B 级。它们同步于区域基准时钟、全国基准时钟或上一级 BITS 时钟，并输出同步信号，作为下一级的 BITS 系统的基准输入，见图 1。

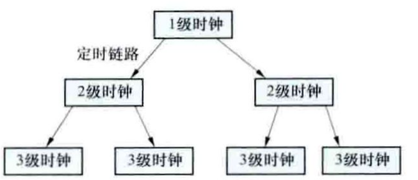


图 1　同步网时钟接入方式

性能指标　主要包括抖动和漂移。

数字信号的抖动定义为：数字信号的有效瞬间在时间上偏离其理想位置的短期变化，而数字信号的漂移定义为：数字信号的有效瞬间在时间上偏离其理想位置的长期变化。通常把往复变化频率超过 10Hz 称为抖动，小于 10Hz 的相位变化称为漂移。

在实际系统中，数字信号的抖动和漂移受外界环境和传输的影响，也受时钟自身老化和噪声的影响，一般在节点设备中对抖动具有良好的过滤功能，但是漂移是非常难以滤除的。漂移产生源主要包括时钟、传输媒介及再生器等，随着传递距离的增加，漂移将不断累积。

国际电信联盟电信标准化部（International Telecommunication Union Telecommunication Standardization Section，ITU-T）建议 G. 823 规定了“基于 2048 kbit/s”系列的数字网中抖动和漂移的控制，这对数字网抖动和漂移指标的制定和分配，数字网设备设计参数的确定，特别是网同步中帧调整器设计参数的确定有重要参考价值。

同步方式　有主从同步方式、准同步方式和相互同步方式三种。

主从同步方式　将各个数字设备中的时钟经数字链路连接成网，网内配一个或多个高精度的原子钟及其相应的控制系统，网内数字设备的时钟全都锁定并运行在相同的频率上，见图 2。主从同步方式被广泛用于公用电信网中。

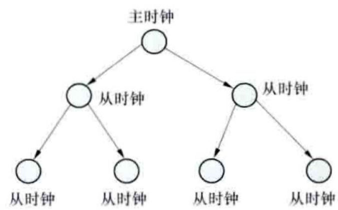


图 2　主从同步方式

主从同步网的优点：①各同步节点和设备的时钟纳入主从同步网后，都能直接或间接地同步于主基准时钟，具有与主基准时钟相同的精度，因而在正常情况下不会产生滑动。②除要求高性能的主基准时钟外，其余从钟与准同步方式的独立时钟相比，由于性能要求低，所以建网费用也低。③没有准同步所不可避免的周期性滑动。

主从同步方式的缺点：①在传送定时信号的链路和设备中，如有任何故障或扰动，都将影响同步信号的传送，而且产生的扰动会沿传输途径逐段累积。②当等级同步方式用于较复杂的数字网络时，必须避免造成定时环路，尤其是用于 SDH 系统的环路形网或网孔形的传输网时，由于有保护倒换和主、备用定时信号的倒换，使同步网的规划和设计变得复杂。

中国的同步网基本上采取等级主从同步方式。

准同步方式　准同步方式中各交换节点的时钟彼此是独立的，但它们的频率精度要求保持在极窄的频率容差之中，网络接近于同步工作状态，通常称为准同步工作方式。准同步方式的优点是网络结构简单，各节点时钟彼此独立工作，节点之间不需要有控制信号来校准时钟的精度。网络的增设和改动都很灵活，因此得到了广泛的应用。它特别适合于国际交换节点之间同步使用。为提高网同步的可靠性，民用数字通信网通常要求在所选用的网同步技术出现故障时利用准同步工作方式来过渡。

相互同步方式　指数字网中没有特定的主节点和时钟基准，网中每一个节点的本地时钟通过锁相环路受所有接收到的外来数字链路定时信号的共同加权控制，见图 3。在相互同步网中各节点时钟的相互作用下，如果网络参数选择得合适，网中所有节点时钟最后将达到一个稳定的系统频率，从

而实现了全网的同步工作。

定时环路 定时环路是指一个时钟经过另外的链路，收到它自身发出的定时信号。同步网节点的时钟或数字设备的时钟有多个基准信号，一般至少有两个基准信号作为主用和备用。当传输基准信号的链路发生故障，或其他原因使基准信号中断时，则发生倒换。同步网络发生变化时，有可能发生“定时环路”。一个时钟如果只接收比它级别高的时钟的定时信号，则不会发生定时环路。发生定时环路的条件是：在各个具有相同级别时钟的局间，时钟主用或备用的基准信号相互传递，尤其是在定时信号倒换时，容易发生定时环路。

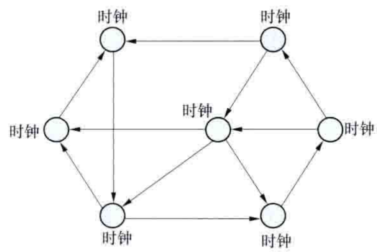


图 3 相互同步方式

同步网内必须避免定时环路的发生，因为：①定时信号发生环路后，环路内的时钟就脱离了本段基准时钟的同步控制，影响时钟输出信号的准确度。②环内时钟形成自反馈，造成频率不稳。

因此，在同步网的设计过程中，要特别注意定时环路问题，尤其在数字网中有同步数字体系（Synchronous digital hierarchy，SDH）传输网时，网络物理拓扑有树形、环形和网孔形等网络结构，使避免定时环路变得更为复杂。

参考书目

程根兰．数字同步网．北京：人民邮电出版社，2001．
刘颖．同步数字传输技术．北京：科学出版社，2012．

tongbu xiangliang celiang

同步相量测量 （synchro-phasor measurement）

见变电站测量与控制技术。

tongbu xiangliang celiang zhuangzhi

同步相量测量装置 （phasor measurement unit，PMU）

在厂站配置的用于同步相量的测量、数据通信、动态数据记录和异常报警等功能的装置。同步相量测量装置广泛应用于电力系统安全稳定运行的监视与控制。测量原理见变电站测量与控制技术。同步相量测量装置的核心特征包括基于标准时钟信号的同步相量测量、失去标准时钟信号的守时能力、时钟信号与主站之间能够实时通信并遵循有关通信协议。现有同步相量测量装置的标准时钟信号大多依靠美国的全球定位系统（global positioning system，GPS）进行授时，部分设备已经开始采用全球定位系统和北斗系统双对时。

主要功能 ①同步相量测量。同步测量三相电压、三相电流（线路、主变压器、发电机端和母线）和开关量信号等，计算三相电压和三相电流的基波相量、正序电压和正序电流的基波相量、频率、频率变化率和功率等，每一组三相电压都计算一个频率和一个频率变化率，测量发电机同步电势和功角，测量发电机调节和控制系统的部分信号。②动态数据记录。连续记录上述同步相量测量数据，当发生频率越限、电压相量幅值和电流相量幅值越上限、电压幅值越下限、有功功率振荡、收到继电保护（见电力系统继电保护）和安全自动装置（见电力系统安全自动装置）跳闸输出信号、收到人工启动记录命令等事件时，可及时建立事件标识，以方便用户获取事件发生时段的动态数据。③数据通信。按时间顺序逐帧、均匀、实时地向主站传送动态数据，传送的数据中包含整秒时刻的数据；也接受主站的召唤命令，向主站传送部分或全部动态数据。④异常报警。具有在线自动检测功能；当 TV/TA 断线、直流电源消失、装置故障、通信异常、时钟同步信号异常时，发出报警信号；向本地厂站监控系统发送装置的运行状态信息（正常或异常）。

配置模式 有集中式和分布式两种配置模式。

（1）集中式配置同步相量测量装置。如图 1 所示，一台同步相量测量装置本身完成测量、计算、通信的全部功能。

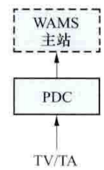


图 1 集中式配置同步相量测量装置

（2）分布式配置同步相量测量装置。如图 2 所示，由若干个同步相量测量子单元（sub PUM SPMU）分别完成不同的功能，提交给相量数据集中器（phasor data concentrator，PDC）处理，共同完成一台同步相量测量装置功能。

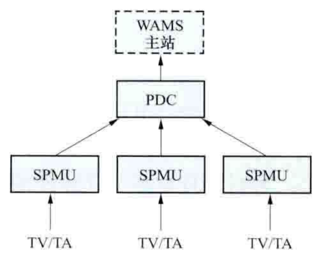


图 2 分布式配置同步相量测量装置

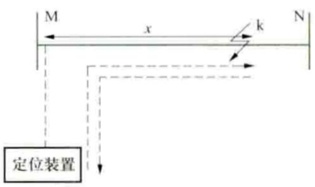
在空间布置上，相量数据集中器、同步相量测量子单元可以分散布置，也可以集中组屏。

同步相量测量装置一般用于 220kV 及以上的变电站、大型发电厂，是广域测量系统（wide area measurement system，WAMS）的数据来源。

W

waijia xinhao zhurushi guzhang dingwei

外加信号注入式故障定位 (fault location based on injected signal) 将一特殊信号注入故障线路一端的测量点，通过测量该信号在测量点与故障点之间的往返时间来进行故障定位的技术。外加信号注入式故障定位动作原理（见图）简单明了，装置本身可以少用甚至不用电压互感器和电流互感器。一般用于配电网中，特别是电缆线路的故障定位。外加信号注入式故障定位主要包括低压脉冲反射法、脉冲电压法等，多采用离线方式。



外加信号注入式故障定位示意图

以图为例，当线路 k 点发生故障时，定位装置起动，向线路发出探测脉冲，探测脉冲以速度 v 沿线路传播，到达故障点 k 时，产生反射脉冲并返回定位装置，设由开始发射探测脉冲到反射脉冲返回到装置的时间为 t_x，则

$$x=\frac{v}{2}t_x$$

低压脉冲反射法 主要用于低阻和断线故障定位，基本方法是向故障电缆首端注入脉冲电压信号（电压信号可以选择阶跃电压或脉冲电压），利用上式确定故障位置。

脉冲电压法 又称闪测法，它利用直流高压或脉冲高压信号击穿电缆故障点，由放电电压脉冲在观察点与故障点之间往返一次的时间来进行测距，主要用于高阻和闪络性故障。

wangluo fangcheng qiujie fangfa

网络方程求解方法 (solution of network equations)

求解电力网络电压和电流关系方程组的方法。在线性网络中，可归结为线性代数方程组的解法。在电力系统分析中，输电网的数学模型常用描述网络节点电压和节点注入电流之间关系的方程组表示。该方程组称为网络方程。求解网络方程，实际上是指已知节点注入电流计算节点电压的过程。

通常的网络方程有导纳矩阵方程 $\boldsymbol{YU}=\boldsymbol{I}$ 和阻抗矩阵方程 $\boldsymbol{U}=\boldsymbol{ZI}$ 两种。对于导纳矩阵方程，是求解一组稀疏系数矩阵的线性方程；对于阻抗矩阵方程，其关键是通过对导纳矩阵求逆求得阻抗矩阵。根据这一特点，对网络方程求解方法的要求是：充分利用导纳矩阵的稀疏性，加快计算速度。

为了提高计算速度，节点编号优化是网络方程求解前需做的重要工作（见电力网节点编号优化）。

导纳矩阵方程的求解 一般采用直接法求解，可分为高斯消去法和三角分解法等。

导纳矩阵方程的高斯消去法 线性方程组的一种直接解法，它适合于系数矩阵和右端项同时变化 $\boldsymbol{A}^{(t)}\boldsymbol{X}=\boldsymbol{b}^{(t)}\ (t=1,2,\cdots,l)$ 的情况。它的求解过程分消去和回代两个部分，消去过程又有按列消去和按行消去两种，计算机通常采用按行消去的过程。以 3 节点的导纳矩阵方程为例。

$$Y_{11}\underline{U}_1+Y_{12}\underline{U}_2+Y_{13}\underline{U}_3=\underline{I}_1 \tag{1}$$

$$Y_{21}\underline{U}_1+Y_{22}\underline{U}_2+Y_{23}\underline{U}_3=\underline{I}_2 \tag{2}$$

$$Y_{31}\underline{U}_1+Y_{32}\underline{U}_2+Y_{33}\underline{U}_3=\underline{I}_3 \tag{3}$$

其消去步骤是：

（1）第一步。将式（2）中对角线左侧元素消为零。式（2）$-(Y_{21}/Y_{11})\times$ 式（1），变式（2）为

$$Y_{22}^{(1)}\underline{U}_2+Y_{23}^{(1)}\underline{U}_3=\underline{I}_2^{(1)} \tag{4}$$

上标（1）表示该元素经一次运算的结果。

（2）第二步。将式（3）中对角线左侧元素消为零。式（3）$-(Y_{31}/Y_{11})\times$ 式（1），变式（3）为

$$Y_{32}^{(1)}\underline{U}_2+Y_{33}^{(1)}\underline{U}_3=\underline{I}_3^{(1)} \tag{5}$$

式（5）$-(Y_{32}^{(1)}/Y_{22}^{(1)})\times$ 式（4），变式（5）为

$$Y_{33}^{(2)}\underline{U}_3=\underline{I}_3^{(2)} \tag{6}$$

导纳矩阵方程（1）、（2）、（3）经上述线性变换，得到与之同解的方程（1）、（4）、（6），即高斯消去法最终的上三角形式

$$\begin{aligned}Y_{11}\underline{U}_1+Y_{12}\underline{U}_2+Y_{13}\underline{U}_3&=\underline{I}_1\\ Y_{22}^{(1)}\underline{U}_2+Y_{23}^{(1)}\underline{U}_3&=\underline{I}_2^{(1)}\\ Y_{33}^{(2)}\underline{U}_3&=\underline{I}_3^{(2)}\end{aligned}$$

通过回代

$$\left.\begin{aligned}\underline{U}_3&=\underline{I}_3^{(2)}/Y_{33}^{(2)}\\ \underline{U}_2&=(\underline{I}_2^{(1)}-Y_{23}^{(1)}\underline{U}_3)/Y_{22}^{(1)}\\ \underline{U}_1&=(\underline{I}_1-Y_{12}\underline{U}_2-Y_{13}\underline{U}_3)/Y_{11}\end{aligned}\right\} \tag{7}$$

便可获得其解。

对于 n 个节点的网络方程，其按行消去的计算过程也是如此。

在用高斯消去法消元时，其运算的元素可以是实数、复数或二阶子阵，其运算逻辑完全相同，只需分别按实数、复数、矩阵的规则运算。

导纳矩阵方程的三角分解法 线性方程组的另一种直接解法。它适合于系数矩阵不变或不常变化，右端项频繁变化，即 $\boldsymbol{AX}=\boldsymbol{b}^{(t)}\ (t=1,2,\cdots,l)$ 的情况。它的求解过程分对系数矩阵 $\boldsymbol{A}$ 进行三角分解和方程组求解两部分。三角分解的前提条件是系数矩阵 $\boldsymbol{A}$ 非奇异，即 $|\boldsymbol{A}|\neq 0$。在电力系统网络方程中，系数矩阵又有对称和不对称两种情况。如潮流计算 P-Q 分解法的修正方程系数矩阵是元素为实数的对称阵；负序和零序网络方程是元素为复数的对称矩阵；潮流计算牛顿-拉夫逊法的修正方程系数矩阵是元素为二阶子阵的不对称阵等。根据 $\boldsymbol{A}$ 阵是否对称，又分为不对称三角分解和对称三角分解两种。

（1）不对称（$\boldsymbol{A}\neq\boldsymbol{A}^{\mathrm{T}}$）三角分解和求解。将 $\boldsymbol{A}$ 写成两个三角矩阵乘积的形式

$$\boldsymbol{A}=\boldsymbol{LU} \tag{8}$$

其中 $\boldsymbol{L}=\begin{bmatrix} l_{11} & & & \\ l_{21} & l_{22} & & \\ \vdots & & \ddots & \\ l_{n1} & l_{n2} & \cdots & l_{nn} \end{bmatrix}$，$\boldsymbol{U}=\begin{bmatrix} 1 & u_{12} & \cdots & u_{1n} \\ & 1 & \cdots & u_{2n} \\ & & \ddots & \vdots \\ & & & 1 \end{bmatrix}$

$\boldsymbol{L}$ 为下三角阵，$\boldsymbol{U}$ 为上三角阵。

对 $\boldsymbol{AX}=\boldsymbol{b}$ 的求解化为两步。

第一步，按 $\boldsymbol{LY}=\boldsymbol{b}$ 前代求 $\boldsymbol{Y}$

$$y_i=l_{ii}^{-1}\left(b_i-\sum_{k=1}^{i-1}l_{ik}y_k\right)(i=1,2,\cdots,n) \tag{9}$$

第二步，按 $\boldsymbol{UX}=\boldsymbol{Y}$ 前代求 $\boldsymbol{X}$

$$x_i=y_i-\sum_{k=i+1}^{n}U_{ik}x_k(i=n,n-1,\cdots,1) \tag{10}$$

（2）对称（$\boldsymbol{A}=\boldsymbol{A}^{\mathrm{T}}$）三角分解和求解。求解过程为

$$\boldsymbol{A}=\boldsymbol{U}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{DU} \tag{11}$$

其中 $$\boldsymbol{D}=\begin{bmatrix} d_{11} & & & \\ & d_{22} & & \\ & & \ddots & \\ & & & d_{nn} \end{bmatrix}$$

对 $\boldsymbol{AX}=\boldsymbol{b}$ 的求解化为三步。

第一步，按 $\boldsymbol{U}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{Y}=\boldsymbol{b}$ 前代求 $\boldsymbol{Y}$

$$y_i=b_i-\sum_{k=1}^{i-1}u_{ki}y_k(i=1,2,\cdots,n) \tag{12}$$

第二步，按 $\boldsymbol{DW}=\boldsymbol{Y}$ 求解 $\boldsymbol{W}$

$$w_i=d_{ii}^{-1}y_i(i=1,2,\cdots,n) \tag{13}$$

第三步，按 $\boldsymbol{UX}=\boldsymbol{W}$ 回代求 $\boldsymbol{X}$

$$x_i=w_i-\sum_{k=i+1}^{n}u_{ik}x_k(i=n,n-1,\cdots,1) \tag{14}$$

直接三角分解的计算机处理过程与高斯消去法相似，被分解矩阵的元素可以是实数、复数或二阶子阵。

阻抗矩阵方程的求解 通常采用导纳矩阵求逆的方法即 $\boldsymbol{YZ}=\boldsymbol{E}$（$\boldsymbol{E}$ 为单位阵），$\boldsymbol{Z}=\boldsymbol{Y}^{-1}$，先求出阻抗矩阵 $\boldsymbol{Z}$，再求解阻抗矩阵方程 $\boldsymbol{U}=\boldsymbol{ZI}$。阻抗矩阵方程的求解可采用高斯消去法和三角分解法等。

导纳矩阵求逆的具体做法是分列求出 $\boldsymbol{Z}$ 的元素，即设阻抗矩阵 $\boldsymbol{Z}$ 的第 j 列元素为 $\boldsymbol{Z}_j$，$\boldsymbol{F}_j$ 是第 j 个元素为 1，其他元素为零的列向量，则求 $\boldsymbol{Z}$ 的过程化为求解下列方程

$$\boldsymbol{YZ}_j=\boldsymbol{F}_j\ (j=1,\ 2,\ \cdots,\ n) \tag{15}$$

先对 $\boldsymbol{Y}$ 阵做对称三角分解，再经过前代、回代求出阻抗阵的每一列元素。实际上，根据阻抗阵对称的特点，按 $j=n$，$n-1$，…，2，1，由右至左依次求出 $\boldsymbol{Z}_n$，$\boldsymbol{Z}_{n-1}$，…，$\boldsymbol{Z}_1$，这一计算次序可省去全部前代和部分回代的运算。

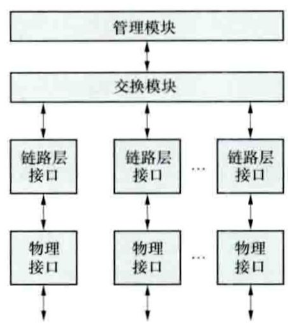
wangluo jiaohuanji

网络交换机

（network switch） 为子网络和计算机提供更多连接端口的设备。按照网络覆盖范围网络交换机可分为广域网交换机和局域网交换机。广域网交换机应用于城域网互联、互联网等领域；局域网交换机用于连接服务器、工作站、集线器、路由器等设备。

构成 主要由管理模块、交换模块、链路层接口和物理层接口四个功能模块构成（见图）。

管理模块配合网管中心，对交换模块进行管理控制，并提供多协议支持功能。交换模块的主要任务是路由选择，即从链路层接口接收分组，确定路由，并通过相应链路层接口发送。链路层接口将数据组合成数据块（或称为帧），完成两个网络实体之间提供数据链路通路的建立和传输差错处理等功能。物理层接口完成设备的物理连接，包括网络节点间中继线接口和终端接入线接口。



网络交换机模型

功能 主要有数据帧过滤功能、网络风暴抑制功能、组播功能、组网功能、管理功能和通信安全功能。

数据帧过滤功能。支持基于网际协议（IP）或媒体访问控制（MAC）地址的数据帧过滤。

网络风暴抑制功能。支持广播、组播、未知单播风暴抑制。

组播功能。支持 GARP 组播注册协议（GMRP，GARP 为通用属性注册协议）二层动态 MAC 地址的配置组播、静态 MAC 地址的配置组播以及动态 IP 映射组播。

组网功能。支持星形、环形、双星形、双环形方式组网。

管理功能。支持网络管理协议；提供安全 Web 界面管理和密码管理；支持端口断线报警和端口状态实时监测；提供异常告警提示。

通信安全功能。支持用户密码保护、加密认证和访问安全、基于 MAC 地址的端口安全等，具有抵御拒绝服务攻击和防止常见病毒传播的能力。

参考书目

黎连业，王安，向东明．交换机及其应用技术．北京：清华大学出版社，2004.

wangsun

网损

（transmission losses） 电力在从发电厂送到用户的过程中，在网络中所引起的电能损耗。电能损耗一般通过功率损耗来计算。功率损耗可分为线路功率损耗和变压器功率损耗，输电功率损耗和配电功率损耗，有功功率损耗和无功功率损耗等。有功功率损耗必然伴随着电能损耗，使能源消费量增加。因此，采用各种措施降低电力系统有功功率损耗，具有很大的经济意义。无功功率损耗不直接引起电能损耗，而是通过增大的电流而增加有功功率损耗，从而加大了电能损耗。

线路有功功率损耗 ΔP_{w} 和无功功率损耗 ΔQ_{w} 为

$$\Delta P_{\mathrm{w}}=\frac{P^2+Q^2}{U^2}R_{\mathrm{w}}+U_0^2G_{\mathrm{w0}} \tag{1}$$

$$\Delta Q_{\mathrm{w}}=\frac{P^2+Q^2}{U^2}X_{\mathrm{w}}-U_0^2B_{\mathrm{w0}} \tag{2}$$

式中 P、Q、U 为线路同一端的有功功率、无功功率、电压幅值；U_0 为线路两端平均电压幅值；R_{w}、X_{w} 为线路串联电阻、电抗；G_{w0}、B_{w0} 为线路并联（对地）电导、电纳。$U_0{}^2G_{\mathrm{w0}}$ 为电晕损耗；$U_0{}^2B_{\mathrm{w0}}$ 为线路充电功率，是负的无功功率损耗。在配电网中这两项很小，一般忽略不计。

变压器有功功率损耗 ΔP_T 和无功功率损耗 ΔQ_T 如下

$$\Delta P_T = \frac{P^2+Q^2}{U^2}R_T + U^2 G_{T0} \tag{3}$$

$$\Delta Q_T = \frac{P^2+Q^2}{U^2}X_T + U^2 B_{T0} \tag{4}$$

式中 P、Q、U 为变压器同一端的有功功率、无功功率、电压幅值；R_T、X_T 为变压器串联电阻、电抗；G_{T0}、B_{T0} 为变压器并联（励磁回路）电导、电纳。

式（1）～式（4）中一部分功率损耗与传输功率（或电流）有关，传输功率越大功率损耗越大，一般这部分功率损失构成网损的主要部分；式（1）～式（4）中另一部分功率损耗与传输功率无关而仅与电压有关。电力系统经济调度考虑的因素之一是降低随传送功率变化的这部分有功功率损耗。

在电力系统发电厂间进行有功功率经济分配中要协调各发电厂的发电费用和对应的输电损失费用。考虑网损修正的结果一般是鼓励输电损耗小的距负荷中心近的发电厂多发电，输电损耗大的距负荷中心远的发电厂少发电。

电能损耗 A 是有功功率损耗 ΔP 对时间 t 的积分值，即

$$A = \int_0^t \Delta P \mathrm{d}t \tag{5}$$

当 $t=8760\mathrm{h}$ 时，A 为全年电能损耗。由于有功功率损耗 ΔP 在运行中随时间而变化，按式（5）很难准确计算电能损耗，实用中一般采用有限个典型潮流方式进行近似的计算。

wangsun xiuzheng xishu

网损修正系数 (network loss correction coefficient)

对不同发电厂出力进行输电损失修正的系数。网损修正系数要考虑不同地理位置的发电厂馈入电网的输电损失差别，并统一将其折算到负荷中心。它在电力系统经济调度中用于发电厂发电费用与输电费用的协调。它是发电厂网损微增率的函数，用公式表示为

$$PF_i = \frac{1}{1-\dfrac{\partial P_L}{\partial P_i}}(i=1,2,\cdots,m) \tag{1}$$

式中 i 为发电厂序号；m 为发电厂个数；P_L 为网损；P_i 为序号 i 的发电厂有功发电功率；$\partial P_L/\partial P_i$ 为发电厂 i 的网损微增率，其意义是发电厂 i 增加单位有功发电功率时引起电力网中有功功率损耗的增加量。因为网损修正系数 PF_i 随网损微增率 $\partial P_L/\partial P_i$ 增大而增大，所以在有功功率经济分配中的作用是抑制网损较大的发电厂的出力，故又称为网损惩罚因子（penalty factor）。在电力系统经济调度中，网损修正系数用于发电厂间有功功率经济负荷分配、机组经济组合、水火电经济调度和经济交换功率计划等方面。

发电与输电协调方程式　如式（2）所示为

$$\frac{\dfrac{\mathrm{d}F_i}{\mathrm{d}P_i}}{1-\dfrac{\partial P_L}{\partial P_i}} = \lambda \text{ 或 } \frac{\mathrm{d}F_i}{\mathrm{d}P_i}\times PF_i = \lambda(i=1,2,\cdots,m) \tag{2}$$

式中 $\mathrm{d}F_i/\mathrm{d}P_i$ 为发电厂 i 发电费用微增率；λ 为系统等值供电费用微增率，它包含发电费用和输电费用两个方面。用协调方程式（2）分配发电厂出力，既考虑发电厂的发电经济性，又考虑输电经济性，取得综合最优效益，即达到供电费用最低的目标。

网损修正系数的计算　首先是计算网损微增率，在经典经济调度中采用 B 系数方法。而 B 系数是将网损近似表示为发电厂出力二次函数的公式中的系数（包括二次项、一次项和常数项）。网损微增率为

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_i} = 2\sum_{j=1}^{m} B_{ij}P_j + B_{i0}(i=1,2,\cdots,m) \tag{3}$$

式中 B_{ij} 和 B_{i0} 是 B 系数中的二次项和一次项；P_j 是发电厂 j 的出力。式（3）将网损微增率表示为各发电厂的一次函数。实际上，网损微增率与发电、负荷、有功功率、无功功率及电压等因素有关，因此在推导 B 系数的过程中一般要引入以下三项假设：①各母线负荷与系统总负荷呈线性关系变化；②各发电厂无功出力与有功出力呈线性关系变化；③运行中各母线电压幅值和相角基本不变。当运行条件与计算条件相差较大时，用 B 系数计算出的网损微增率的误差较大。

B 系数的研究始于 20 世纪 40 年代，70 年代形成两套实用算法：一种是基于最小二乘法回归几个潮流方式的母线负荷和发电厂无功出力两种线性关系，计算出一套适应较宽运行变化的 B 系数；另一种是基于直流潮流原理计算某一潮流方式的 B 系数，适应较窄的运行范围，但随运行方式的变化可以快速计算出新的 B 系数。

20 世纪 70 年代提出利用牛顿-拉夫逊法潮流中的雅可比矩阵直接计算网损微增率的方法，即

$$\begin{bmatrix} \dfrac{\partial P}{\partial \theta} & \dfrac{\partial Q}{\partial \theta} \\ \dfrac{\partial P}{\partial U} & \dfrac{\partial Q}{\partial U} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dfrac{\partial P_L}{\partial P} \\ \dfrac{\partial P_L}{\partial Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dfrac{\partial P_L}{\partial \theta} \\ \dfrac{\partial P_L}{\partial U} \end{bmatrix} \tag{4}$$

式中 P 和 Q 分别是母线有功和无功净注入功率向量；θ 和 U 分别是母线电压相角和幅值的向量；式（4）左边第一项是雅可比矩阵（转置），右边为雅可比矩阵元素构成的向量。解此方程可以得到左边网损偏导数向量，选取对应发电厂有功部分元素 $\partial P_L/\partial P$ 即可得到各发电厂的网损微增率。这一算法精度高，但计算量大，可以用于实时发电控制。

weibo baohu

微波保护 (microwave pilot protection system)　利用微波（波长为 30cm～0.3mm 波段）终端设备与通道传输本线路各端的保护信息，并以其综合比较为动作判据的线路纵联保护。

特点　①通道不受电力线路故障的影响，在本线路故障时能安全可靠地传输各端的保护信息。②传输信息容量大、易于实现高性能的线路纵联保护。③具有比较完善的通道监测手段，但并不增加保护装置结构的复杂性，便于运行维护。④用于方向比较式纵联保护时，适于采用传输允许跳闸信息方式，其安全性与可靠性优于传输闭锁信息方式。

继电保护的微波中继通信设备工作频率多为 2GHz 与 6～8GHz。后者由于波长短，反射器天线的尺寸小、增益高，便于在铁塔构架上安装，虽然比用 2GHz 的微波通道衰落频度高，但其持续时间短，对继电保护工作的影响也较小。

主要类型　按保护工作原理与微波中继通信复用方式分为模拟式保护和数字式保护。

模拟式保护。直接与频分多路微波中继通信设备复用。直接以电压、电流互感器二次输入的交流电气量或其故障判

别信息实现本线路各端保护信息综合比较。在频分制微波中继通信设备中用于继电保护的频道一般分配在 40～200kHz 频段内，每路占 4kHz，因此保护需经音频接口与通信设备复用。方向比较式和分相电流相位比较式纵联保护的各端输出指令性信号的音频接口采用移频方式；分相电流差动式纵联保护各端输出的三相电流瞬时值则用音频调制方式，中心频率可为 1.8～1.9kHz，频偏为 1.0kHz。为进一步提高分相电流差动式纵联保护的安全性，还采用零相监测方式，即各端同时传输三相电流与零序电流至对端，以三相的和电流与零序电流（$3\dot{I}_0$）比较的方式实现监测。

（2）数字式保护。将本线路各端保护的输入交流电气量的采样值变换为数字量后传输并实现相互综合比较。各端保护输出的数据量可以直接与时分制微波中继通信设备复用。数字微波中继通信设备有供继电保护与自动控制使用的高速数据通道，对于以本线路各端保护输出的数据量综合运算结果为动作判据的纵联保护，要求利用各端在同一时刻的有关模拟量采样值，因此经高速数据通道传输的除参与运算的数据量外，尚包括一定码位的控制量，如各端模拟量采样值同步控制、表征各端保护的工作状态、各断路器位置以及附加的远方跳闸与控制。各端保护信息经采样后以帧的形式输出，每帧的码位由各端保护必需输出的信息、数据通道提供的传输码速与保护的采样频率综合选定。

如图所示，每帧的传输码式按顺序包括帧同步位，参与运算比较的各相电气量数据位，根据不同要求以较低传输码速传输的控制位，冗余码校核位。冗余码是该帧中以数据位与控制位构成被除式，用规定的除式运算后的余数，对端接收后再以同一规定的除式运算得的余数相互校核。冗余码监测方式抗干扰性强、误码率低，再辅之以其他监测手段，使全数字式纵联保护具有比模拟式更高的安全性与可靠性。

帧同步位	各相电气量数据位	控制位	冗余码位

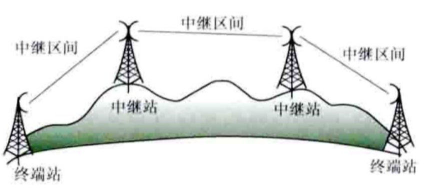
帧传输码式示意图

weibo zhongji tongxin

微波中继通信 (microwave relaying communication)

利用微波频段（0.3～300GHz）的电磁波以接力方式在地面上远距离传送信息的无线电通信。微波基本上是直线（视距）传播的，由于地球曲率的因素以及微波天线塔高限制，通信距离一般局限于 40～50km。当进行长距离通信时，需要在两点之间建立一个或多个中继站，以接力方式将信号逐站依次传递，实现远距离通信，如图所示。

特点　微波中继通信的优点是：①与无线的短波及超短波通信和有线的电力线载波通信相比，微波频带范围宽，通信容量大，受外界干扰小，传输质量高。②与有线的光纤通信相比，微波中继通信只需在沿途选点建站，施工周期短，初期投资小，维护工作量也较小。③在需要跨越河流、海峡、山峰、密集建筑群等特殊场合，沟通相对容易，建网方便快捷。④受自然灾害破坏的几率较小，加之可采用移动式微波中继通信设备快速建立应急电路，机动灵活，安全性好。⑤由于同步数字体系（synchronous digital hierarchy，SDH）和 IP 数字微波中继通信与光纤通信采用统一的接口规范，可与光纤传输网灵活方便混合组网。



微波中继通信示意图

微波中继通信的主要局限因素是：①频率资源有限，选择余地越来越小，频率申请越来越困难。②微波在空间传播，易受气候变化、各种干扰和其他不确定因素的影响。③受传播条件限制，不少微波站设在山顶等交通不便的地方，建设、运行和维修都有一定的困难。④随着城市建设快速发展，微波传播路由受阻挡的问题非常突出。

频段　根据国际电信联盟的建议和中国无线电管理机构的规定，微波中继通信主要采用 4、6、7、8、10/10.5、11、13、15、18、23、26、28、32、38GHz 频段。在接入网微波链路中，一般采用高于 11GHz 的频段。

制式　微波中继通信中，若基带信号为模拟信号，称为模拟微波中继通信。若基带信号为数字信号，称为数字微波中继通信。数字微波中继通信又分为 TDM（时分复用）/Hybrid（混合复用）/Packet（纯分组）方式。由于 TDM 的数字传输网体制有准同步数字体系（PDH）和同步数字体系（SDH）之分，所以数字微波中继通信设备又可分为 PDH 和 SDH 两类。随着数字通信的硬件和软件技术的迅速发展，SDH（时分复用）和 IP（纯分组）数字微波中继通信优势越来越明显，已成为大容量微波中继通信的主流。

微波站　分为终端站和中继站。终端站是一条电路的首、尾站，如果有支线则还应包括支线的终点站。中继站为沿途的中间接力站，包括只起接力作用的纯中继站和能上下业务的分路站。微波站的主要设备包括天线和馈线系统、微波信道机、终端复用设备、监控（网管）设备、电源设备等。

应用及现状　中国在 20 世纪 70 年代末，随着北京到武汉数字微波链路的兴建，拉开了通信技术体制数字化和电力专网规模建设的序幕，数字微波中继通信随之被广泛用于电力系统通信网。虽然微波中继通信具有一系列的优点，但它也还存在传输容量较小、传输质量较差（与光传输比较）的弱势，微波在空间的传播过程中，还受到地形、地物及气候状况的影响，因此，还需要在抗干扰和抗衰落，以及提高频谱利用率方面进一步提高。

抗干扰和抗衰落。微波传播过程中，由于传播路径上大气层介质的不规则变化，会发生平衰落和频率选择性衰落，不仅影响收信电平，还会引起严重的波形失真，同时，来自外部和内部的各种干扰，也可能导致传输性能劣化，产生高误码。由于现代通信网对微波中继通信质量提出了十分严格的要求，因此须采取基带/中频自适应干扰抵消、频域/时域自适应均衡、自动发信功率/收信增益控制、频率/空间分集、多载波并联传输、自动检错纠错等对抗措施，以便与光纤传输性能相匹配。

提高频谱利用率。随着在微波中继通信系统中引入 SDH、IP 和传输容量不断提高，频谱利用率面临了更大的压力，需采用最佳频谱成形技术和对载波相位、幅度进行多电平、多进制编码调制技术、交叉极化复用等手段。微波中

继通信单载频传送容量可达1.2Gbit/s。

微波中继通信在电力系统主要作为有线光纤传输的补充，以提高传送网的生存能力。

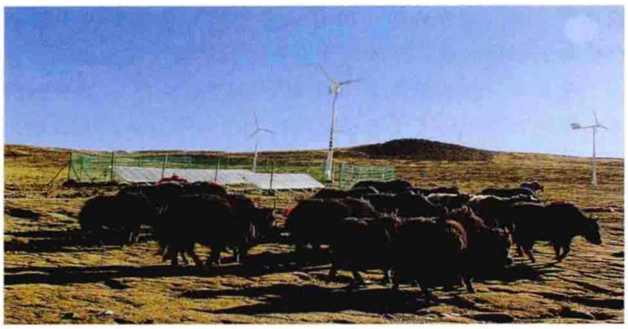
参考书目

房少军．数字微波通信．北京：电子工业出版社，2008.

weidianwang

微电网 (microgrid) 由分布式电源（见分布式发电）、储能系统（见电力系统储能）、能量转换装置、监控和保护装置（见电力系统调度自动化、电力系统继电保护）、负荷（见电力系统负荷）等汇集而成的小型发、配、用电系统，也称微网。微电网（见图）具备完整的发电和配电功能，是一个能够实现自我控制、保护和能量管理的自治系统。在有些情况下，微电网在满足用户电能需求的同时，还可以满足用户热能的需求。

微电网的构成可以很简单，也可能比较复杂。以风力发电系统、光伏发电系统（见非水可再生能源发电）、储能系统、冷/热/电联供微型燃气轮机发电系统为分布式电源所构成的微电网就比较复杂，不仅涉及电能的传输，还可能涉及天然气等其他能源的传输过程。同时，一个微电网内还可以含有若干个规模相对小的微电网，微电网内分布式电源的接入电压等级也可能不同。图为国电科环华电天仁风光互补微网项目。



国电科环华电天仁风光互补微网项目（2011年12月12日，项目在海拔4900m的西藏日喀则拉孜县吉角村交付使用，使该村村民告别依靠酥油灯照明的日子）（中国国电集团公司 提供）

利用分布式电源组成微电网具有很多优点：①配电系统实现分布式电源的有序接入。微电网作为一个整体易于调度，有助于减少可再生能源发电系统的输出波动对电网运行的影响，有助于提高配电系统对分布式电源的接纳能力。②通过协调控制与能量优化管理，可有效提高间歇式可再生能源的利用效率，在满足冷/热/电等多种负荷需求的前提下实现用能优化；也可实现负荷的移峰填谷，这将有助于降低配电网络损耗，优化配电网运行方式。③在电网严重故障时，利用微电网能够独立运行的特征，可通过运行模式切换保证关键负荷供电，进而提高供电可靠性。④可用于解决偏远地区、海岛和荒漠中用户的供电问题，通过因地制宜地选择不同类型的分布式能源，形成微电网独立供电。

分布式电源类型的多样性及微电网运行方式的复杂性使得微电网的规划设计、运行调度、保护控制等都有别于传统电力系统（见微电网控制、微电网保护）。配电系统中大量微电网的存在将改变电力系统在中、低压层面的结构与运行方式，增加配电系统运行的复杂性，但同时也将有助于解决配电系统中大规模分布式可再生能源的有效接入问题。

按照接入配电系统的方式不同，微电网可分为用户级、馈线级和变电站级三种。用户级微电网与外部配电系统通过一个公共连接点连接，一般由用户负责其运行及管理；馈线级微电网是指将接入中压配电系统某一馈线的分布式电源和负荷等加以有效管理，所形成的微电网；变电站级微电网是指将接入某一变电站及其出线上的分布式电源及负荷实施有效管理后形成的微电网。后两者一般属于配电公司所有，它们是智能配电系统的重要组成部分。

按照微电网内主网络供电方式不同，可分为直流型微电网、交流型微电网和混合型微电网。在直流型微电网中，充分利用大量分布式电源和储能系统可直接提供直流电这一特点，形成直流主网架，直接为直流负荷供电；对于直流型微电网中的交流负荷，则利用电力电子换流装置，将直流电转换为交流电供电。在交流型微电网中，将所有分布式电源和储能系统的输出首先转换为交流电，形成交流主干网络为交流负荷直接供电；对于直流负荷，需通过电力电子换流装置将交流电转换为直流电后为负荷供电。在混合型微电网中，无论是直流负荷还是交流负荷，都可以不通过交直流间的功率变换直接由微电网供电。

按照微电网正常运行状态下的运行模式不同，可分为孤立型微电网和联网型微电网。孤立型微电网不与常规电网相连接，利用自身的分布式电源满足微电网内负荷的需求，主要用于对海岛或边远地区用户供电。联网型微电网具有并网和孤立两种运行模式。

并网运行模式。微电网与外部配电网并网运行，互为支撑，可实现能量的双向交换的运行模式。

孤立运行模式。微电网不与外部配电网连接，独立向微电网内部供电的运行模式。

weidianwang baohu

微电网保护 (microgrid protection) 反应微电网中电气元件发生的故障或不正常运行状态，并动作于断路器跳闸和发出告警信号的继电保护系统。

尽管微电网运行电压通常较低，但由于直接向用户供电，满足供电质量要求和保障人身安全极为重要。因此，微电网不同运行方式（并网、孤岛）下发生各种类型故障（如相间短路、接地短路、断线故障）时，仍要求微电网保护能够快速、可靠和有选择性地动作。

微电网的故障特征与传统配电网有很大区别，给其保护带来了需要特殊考虑的问题。

微电网通常是由不同类型的分布式电源（包括逆变器类型分布式电源和旋转电机类型分布式电源）和负荷构成的多电源系统，当其发生内部故障时，分布式电源会向短路点提供短路电流，某些保护原理需附加方向判定才可保证动作的选择性；同时，微电网保护的动作时间要与分布式电源保护的动作时间相配合。

由于电力电子器件的耐压与过载能力的限制，逆变器类型分布式电源的控制系统通常将其输出电流的幅值限定在

1.2～2倍额定电流，使得基于电流增大的故障检测方法及保护原理有可能失效，因此可考虑采用纵差保护原理来提高保护性能。

微电网中某些分布式电源功率输出具有随机性和波动性的特点，在对保护进行整定时，难以兼顾选择性和灵敏性的要求。因此要求微电网保护原理具有对电源功率变化的自适应能力。

微电网在并网和孤岛两种运行方式下内部故障电流有很大差别，加大了微电网保护整定与配合的难度。

自适应保护能识别微电网运行方式而自动调整其动作特性，是微电网保护的重要发展方向。

基于微电网的故障形式和安全运行要求，微电网应配置过电流（方向）保护（反时限过电流保护或自适应电流保护）、负序电流保护、剩余电流保护等，必要时，可配置纵联差动保护。反时限过电流保护的动作时间能够随故障电流大小而变化，具有反应故障严重程度的优点，可作为微电网的主要保护。当微电网中发生不对称相间故障或带过渡电阻的接地故障时，采用负序电流保护（负序电流速断保护和负序反时限过电流保护）可有效提高保护的动作速度和灵敏性。对于220/380V电压等级的微电网，应配置剩余电流保护，以保护人身及设备安全。

根据微电网重要性的要求，可考虑构建采集微电网多点信息的网络化的微电网保护系统，这样可实现故障的准确定位和快速切除。

参考书目

IEEE WG D3. Impact of distributed resources on distribution relay protection. IEEE PSRC Report. 2004.

weidianwang kongzhi

微电网控制 (microgrid control) 使微电网在独立运行模式、并网运行模式以及模式切换过程中满足特定运行性能要求的控制方法。微电网控制是保证微电网可靠、稳定运行的关键，也是发挥微电网运行优势的技术保证。

微电网的典型控制模式包括主从控制模式、对等控制模式和分层控制模式。

主从控制模式　在微电网处于孤岛运行模式时，其中一个分布式电源（见分布式发电）或储能装置（见电力系统储能）作为主控制单元，采取恒压/恒频控制，用于向微电网中的其他分布式电源提供电压和频率参考，而其他分布式电源则可采用恒功率控制的控制模式。在主从控制模式下，主控制单元指采用恒压/恒频控制的分布式电源（或储能装置）。从控制单元指除了主控制单元外的其他分布式电源（或储能装置）。在微电网处于孤岛运行模式时，作为从控制单元的分布式电源一般为 *PQ*（有功无功）控制，负荷的变化主要由作为主控制单元的分布式电源来跟随，因此要求其功率输出应能够在一定范围内可控，且能够足够快地跟随负荷的波动变化。在采用主从控制的微电网中，当微电网处于并网运行状态时，所有的分布式电源一般都采用 *PQ* 控制，而一旦转入孤岛模式，则需要作为主控制单元的分布式电源快速由 *PQ* 控制模式转换为 *V*/*f*（电压/频率）控制模式，这就要求主控制器能够满足在两种控制模式间快速切换的要求。（见分布式电源控制）

主控制单元的选择需要考虑到分布式电源或储能系统的运行特点，一般可选取容量满足要求的能量型储能系统、具有可调度特征的分布式电源、由分布式电源与储能系统构成的混合系统作为主控制单元。（见电力系统储能和分布式发电）

储能系统作为主控制单元。以储能系统作为主控制单元，在孤岛运行模式时，因失去了外部电网的支撑作用，分布式电源输出功率以及负荷的波动将会影响系统的电压和频率。由于该类型微电网中的分布式电源多采用不可调度单元，为维持微电网的频率和电压，储能系统需通过充放电控制来跟踪分布式电源输出功率和负荷的波动。由于储能系统的能量存储量有限，如果系统中负荷较大，使得储能系统一直处于放电状态，则其支撑系统频率和电压的时间不可能很长，放电到一定时间就可能造成微电网系统电压和频率的崩溃。反之，如果系统的负荷较轻，储能系统也不可能长期处于充电状态。因此，将储能系统作为主控制单元，微电网处于孤岛运行模式的时间一般不会太长。

分布式电源作为主控制单元。当微电网中存在像微型燃气轮机这样的输出稳定且易于控制的分布式电源时，由于这类分布式电源的输出功率可以在一定范围内灵活调节，将其作为主控单元可以维持微电网在较长时间内的稳定运行。如果微电网中存在多个这类分布式电源，可选择容量较大的分布式电源作为主控制单元，这样有助于微电网在孤岛运行模式下的长期稳定运行。

分布式电源与储能系统构成的混合系统作为主控制单元。当采用微型燃气轮机等分布式电源作为主控制单元时，在微电网从并网模式向孤网模式过渡过程中，由于系统响应速度以及控制模式切换等方面的制约，很难实现无缝切换，有可能造成系统的频率波动较大，部分分布式电源有可能在低频或低压保护动作下退出运行，不利于一些重要负荷的可靠供电。在存在对电能质量要求非常高的负荷情况下，可以将储能系统与分布式电源组合起来作为主控制单元，充分利用储能系统的快速充放电功能和微型燃气轮机这类分布式电源所具有的可较长时间维持微电网孤岛运行的优势。采用这种模式，储能系统在微电网转为孤岛运行时可以快速为系统提供功率支撑，有效抑制由于微型燃气轮机等分布式电源动态响应速度慢所引起的电压和频率的大幅波动。

对等控制模式　微电网中所有的分布式电源在控制上都具有同等的地位，各控制器间不存在主和从的关系，每个分布式电源都根据接入系统点电压和频率的就地信息进行控制的控制模式。对于这种控制模式，分布式电源控制器的策略选择十分关键，通常采用下垂控制方法（又称Droop控制）。对于常规电力系统，发电机输出的有功功率和系统频率、无功功率和端电压间存在一定的关联性：系统频率降低，发电机的有功功率输出将加大；端电压降低，发电机输出的无功功率将加大。分布式电源的Droop控制方法主要也是参照这样的关系对分布式电源进行控制。

在对等控制模式下，当微电网运行在孤岛模式时，微电网中每个采用下垂控制方法（Droop）控制策略的分布式电源都参与微电网电压和频率的调节。在负荷变化的情况下，自动依据Droop下垂系数分担负荷的变化量，即各分布式电源通过调整各自输出电压的频率和幅值，使微电网达到一个

新的稳态工作点，最终实现输出功率的合理分配。采用Droop控制可以实现负载功率变化在分布式电源间的自动分配，但负载变化前后系统的稳态电压和频率也会有所变化，对系统电压和频率指标而言，这种控制实际上是一种有差控制。

与主从控制模式相比，在对等控制中的各分布式电源可以自动参与输出功率的分配，易于实现分布式电源的即插即用，便于各种分布式电源的接入。由于省去了通信系统，理论上可以降低系统成本。同时，无论在并网运行模式还是在孤岛运行模式，微电网中分布式电源的Droop控制策略可以不做变化，系统运行模式易于实现无缝切换。在一个采用对等控制的实际微电网中，一些分布式电源同样可以采用*PQ*控制，在此情况下，采用Droop控制的多个分布式电源共同担负起了主从控制器中主控制单元的控制任务：通过Droop系数的合理设置，可以实现外界功率变化在各分布式电源之间的合理分配，从而满足负荷变化的需要，维持孤岛运行模式下对电压和频率的支撑作用等。

分层控制模式　通过中心控制器，向微电网中的分布式电源发出控制信息的控制模式。中心控制器首先对分布式电源发电功率和负荷需求量进行预测，然后制订相应的运行计划，并根据采集的电压、电流、功率等状态信息，对运行计划进行实时调整，控制各分布式电源、负荷和储能装置的起停，保证微电网电压和频率的稳定，并为系统提供相关保护功能。在分层控制方案中，各分布式电源和上层控制器间需有通信线路，一旦通信失败，微电网将无法正常工作。一种折中方法是在中心控制器和底层分布式电源间采用弱通信联系的分层控制方案。在这一控制方案中，微电网的暂态供需平衡依靠底层分布式电源控制器来实现，上层中心控制器根据分布式电源输出功率和微电网内的负荷需求变化调节底层分布式电源的稳态设置点和进行负荷管理，即使短时通信失败，微电网仍能正常运行。

微电网可以采用三层控制结构。最上层的配电网络操作管理系统主要负责根据市场和调度需求来管理和调度系统中的多个微电网；中间层的微电网中心控制器负责最大化微电网价值的实现和优化微电网操作；下层控制器主要包括分布式电源控制器和负荷控制器，负责微电网的暂态功率平衡和切负荷管理。

参考书目

王成山．微电网分析与仿真理论．北京：科学出版社，2013.

weiji baohu suanfa

微机保护算法

(microprocessor based protection algorithm)　见微机继电保护。

weiji baohu zhuangzhi

微机保护装置

(microprocessor based protection device)　见微机继电保护。

weiji dianchuangan xitong

微机电传感系统

(micro-electro-mechanical sensing systems, MEMS)　由微传感器、微执行器、信号处理和控制电路、通信接口和电源等部件组成的一体化的微型器件系统。其目标是把信息的获取、处理和执行集成在一起，组成具有多功能的微型系统，集成于大尺寸系统中，从而大幅度地提高系统的自动化、智能化和可靠性水平。

MEMS技术的发展开辟了一个全新的技术领域和产业，是微电路和微机械按功能要求在芯片上的集成，尺寸通常在毫米或微米级。采用MEMS技术制作的微传感器、微执行器、微型构件、微机械光学器件、真空微电子器件、电力电子器件等在航空、航天、汽车、生物医学、环境监控、军事等领域中都有着十分广阔的应用前景。MEMS市场的主导产品为压力传感器、加速度计、微陀螺仪、墨水喷嘴和硬盘驱动头等。

相关技术　主要有微系统设计技术、微细加工技术、微型机械组装和封装技术、微系统的表征和测试技术等。

微系统设计技术　主要是微结构设计数据库、有限元和边界分析、计算机辅助设计（computer aided design，CAD）/计算机辅助制造（computer aided manufacturing，CAM）仿真和模拟技术、微系统建模等，还有微小型化的尺寸效应和微小型理论基础研究。

微细加工技术　主要指高深度比多层微结构的硅表面加工和体加工技术，利用X射线光刻、电铸的LIGA（lithographie，galanoformung，abformung，即光刻、电铸和注塑）和利用紫外线的准LIGA加工技术；微结构特种精密加工技术包括微火花加工、能束加工、立体光刻成形加工；特殊材料特别是功能材料微结构的加工技术；多种加工方法的结合；微系统的集成技术；微细加工新工艺探索等。

微型机械组装和封装技术　主要指黏结材料的黏结、硅玻璃静电封接、硅硅键合技术和自对准组装技术，具有三维可动部件的封装技术、真空封装技术等新封装技术。

微系统的表征和测试技术　主要有结构材料特性测试技术，微小力学、电学等物理量的测量技术，微型器件和微型系统性能的表征和测试技术，微型系统动态特性测试技术，微型器件和微型系统可靠性的测量与评价技术。

MEMS器件制作技术　常用的MEMS器件制作技术有三种：

（1）利用传统机械加工手段，即利用大机器制造小机器，再利用小机器制造微机器。

（2）利用化学腐蚀或集成电路工艺技术对硅材料进行加工，形成硅基MEMS器件。这种方法与传统集成电路工艺兼容，可以实现微机械和微电子的系统集成，适合于批量生产，成为MEMS的主流技术。

（3）LIGA（即光刻、电铸和塑铸）技术，是利用X射线光刻技术，通过电铸成型和塑铸形成深层微结构的方法制作。LIGA技术可用来加工各种金属、塑料和陶瓷等材料，加工深度可以达到几百微米。

参考书目

田文超．微机电系统（MEMS）原理、设计和分析．西安：西安电子科技大学出版社，2009.
田畑修．MEMS可靠性．南京：东南大学出版社，2009.

weiji jidian baohu

微机继电保护

(microprocessor based protection system)　以微处理器或微型计算机为硬件基础构成的继电保护系统，简称为微机保护。微机保护由微机保护装置实

现，其核心是微型计算机（简称微型机）。引入微机保护装置的电气量和状态量经过采样和模数转换得到数字量，由微型机对其进行故障特征的计算、分析和判断，在发现被保护对象出现短路或不正常工况时，通过接口电路驱动执行元件（如继电器），发出跳闸、报警等动作指令。

微机保护装置的特点：①灵活性。由于各种功能均由软件实现，对于模拟型继电保护中存在的很多技术问题有新的解决办法。例如对于接地距离保护的允许过渡电阻能力、在距离保护中如何区别振荡和短路、大型变压器差动保护如何识别励磁涌流和内部故障等问题，都已有了许多新的原理和解决方法。可以说，只要找出特征的区别方案，微机保护基本上都能予以实现。②可实现在线自动检测。在保护装置异常时自动报警并显示出故障部位，便于快速、方便地检修和维护，从而允许延长检验周期，减少调试工作量，并提高装置的可靠性。

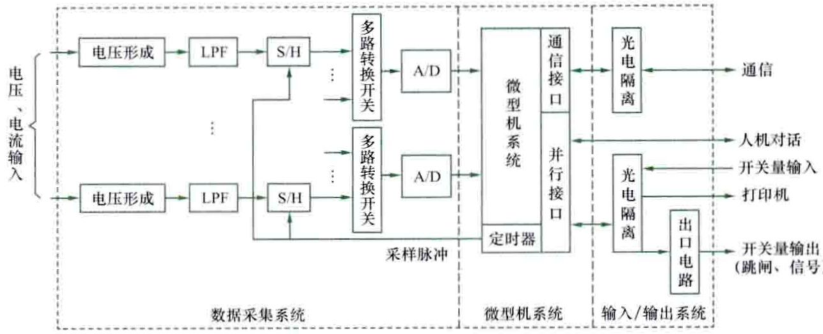


图1 微机保护装置构成示意图

发展历史和现状 20世纪60年代，进入研究微机保护装置的可行性研究阶段，70年代重点开展理论研究，并通过少量样机的试运行积累了经验。80年代初，随着微型机硬件制造水平的提高和价格的大幅度下降，开始了商业性生产。

在中国，微机保护装置的开发及应用极为迅速，第一套微机型距离保护于1984年在220kV输电线路上试运行成功，随即转入专业厂家生产，开始在各地小批量试用。1986年，第一套微机高压线路保护装置在辽阳供电局投入试运行。到20世纪90年代初，各主要继电器制造厂都开始生产各种微机保护装置，包括适用于各种电压等级的线路保护、各种容量的变压器保护，以及成套的发电机变压器组的微机型保护装置等。20世纪90年代中期，中国220kV及以上电压等级输电线路新安装及更新的保护装置，微机保护已占绝大多数，同时，还以微机保护和网络通信等技术为基础，实现了变电站自动化系统、配网自动化系统的广泛应用，将保护、测量、控制、录波、监视、通信、调节、报表和防误操作等多种功能融为一体，并经过通信网络与调度中心直接联系。随着变电站自动化系统的完善，出现了无人或少人值班的变电站。21世纪初，微机保护已经成功地应用到750、1000kV系统中。

随着计算机技术的发展，除了低电压等级还少量使用电磁型继电器以外，电力系统的继电保护设备大部分都采用了微机保护。微机保护还可以与光学互感器、电子式互感器连接，也可以通信方式实现跳闸命令、控制命令、状态信息的网络传输和信息共享，此外，还开展了广域保护、站域保护的研究。

微机保护装置构成 微机保护装置由微型机系统、数据采集系统（或称模拟量输入系统）及开关量输入/输出系统三部分构成，如图1所示。

微型机系统 一种能自动、高速、精确地处理信息的现代化电子设备，具有算术运算和逻辑判断能力，并能通过预先编好的程序来自动完成数据的加工处理。

典型的微型机系统包括微处理器（microprocessor，MP）、存放程序的只读存储器（erasable programmable read only memory，EPROM）、存放整定值的电可擦除存储器（electrically erasable programmable read-only memory，EEPROM）或闪存（flash memory）、存放数据和运行状态的随机存储器（random access memory，RAM），用以实现各种时序要求（例如定时采样和各种保护延时）的可编程定时器，以及并行、串行通信接口等。随着集成电路技术的发展，上述的诸多功能已经逐渐集成在一个芯片内，构成了单片计算机的模式，并可包含数字信号处理单元（digital signal processor，DSP）。

数据采集系统 将电流、电压的交变信号转换成计算机能够识别的离散化数字量。包括电压形成回路、采样保持器（sample/hold，S/H）、模拟低通滤波器（low pass filter，LPF）和模数转换器（analog/digital，A/D）。

（1）电压形成回路。将输入的电流、电压变化成适合于模数转换器工作范围的电压信号，并实现外部电路与微型机之间的电气隔离，以防止输入引线携带的共模浪涌干扰微型机的正常工作。

对于交流电压，一般采用变压器原理实现变换；对于交流电流，可以采用电抗变换器或电流变换器变换成电压信号；对于直流输入量，例如发电机转子电压，可以用电-光和光-电转换技术或霍尔器件。

（2）采样保持器。一种开关电路，在采样时刻上快速获得模拟量输入信号的瞬时值，随后，可将瞬时值保持一段时间，以供模数转换器转换。

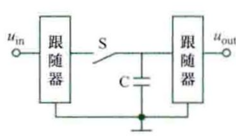


图2 采样保持器原理图

基本部分由一个快速电子开关S和一个保持电容C组成，如图2所示。在微型机定时器的控制下，每隔一定的采样间隔T_S，使电子开关短时接通一下，从而在电容器C两端记下该时刻输入电压信号的瞬时值，实现了采样的目的；当电子开关S打开后，电容器上的电压在短时间内将保持不变，实现了保持的目的，在保持期间内，模数转换器可以或早或晚地将此采样值变化为数字量。

采样间隔T_S的倒数为采样频率$f_S=1/T_S$，这是微机继电保护装置的一个主要参数。采样频率过低将不足以真实地

反映输入模拟信号，图 3 给出了由于 f_S 过低时微型机将错误地把如实线所示的高频信号 $u_{in}(t)$ 误认为如虚线所示的低频信号，这种现象叫频率混叠。为了防止频率混叠，f_S 必须大于被采样信号所含最高频率成分的 2 倍，这就是有名的采样定理。反之，如果采样频率过高，将增大对微型机速度的要求。

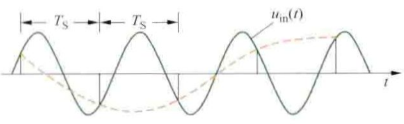


图 3 频率混叠示意图

（3）模拟低通滤波器。用以消除高于 $f_S/2$ 的频率成分，防止这些高频分量"混叠"成虚假的低频成分而造成计算误差。

（4）模数转换器。将电压、电流等模拟量信号变换成二进制数字量的电子元件，便于微型机识别和计算。这是微型机应用于继电保护的关键环节。

模数转换器输出的二进制数的位数总是有限的，不可能完全精确地表示模拟量，由此引入的误差称为量化误差。模数转换器的位数决定了距离保护的精确工作电压和精确工作电流、方向继电器的电压死区等继电保护的重要指标。由于继电保护装置输入量的变化范围大，既要保证输入量的最大值不溢出，又要保证必须考虑的最小值的相对误差不致过大，一般要求模数转换器的位数不低于 12 位，常用的是 16 位模数转换器。由于模数转换器位数越多，价格也相对较高，通常对所有的模拟输入量共用一个或数个模数转换器，方法是在采样保持器和模数转换器之间插入多路转换器，即电子切换开关，将各采样保持器的输出轮流切换至模数转换器进行转换。但每个输入量必须有自己专用的采样保持器，因为各输入量必须在同一时刻采样，否则，微机将不能准确地计算各电气量之间的相位关系。这样，就构成了"同时采样，分时转换"的方式。当然，如果每路设计一个模数转换器，且采样率极高，那么，就可以取消采样保持和多路转换开关环节。

现在，许多模数转换器芯片内部集成了采样保持器和多路转换器的功能。当然，数据采集系统也可以设计为一个模数转换器转换一个模拟量，图 1 只是一种典型的结构。

在电子互感器应用之后，相当于将图 1 中的数据采集系统前移到电子互感器中。此时，微机保护与电子互感器连接时，可以将图 1 中的数据采集系统更换为读取采样值数据（sampled value，SV）的接口电路。另外，可以利用快速以太网特性，将出口跳闸、状态信息通过面向对象变电站通用事件（generic object oriented substation event，GOOSE）传输方式实现保护之间信息交换和监控间隔联闭锁功能，实现统一建模、统一组网，共享统一的信息平台，提高二次系统的安全性、可靠性。

开关量输入/输出系统　指保护装置的出口和信号控制系统，以及识别外部触点信息的连接回路。

微机通过可编程的并行接口和光电隔离器件同这些电路联系。图 4 为开关量输入回路的原理接线，虚线框内为一个光电耦合器件。当外部触点 K 闭合时，发光二极管侧有电流通过而发光，致使光敏三极管饱和和导通；K 断开时，发光二极管侧没有电流，光敏三极管截止，因而，微型机可以通过查询并行接口相应输入端的电平，从而获知外部触点 K 的状态。图 4 表明了外部触点同微型机之间是通过光耦合的，没有电的联系，从而起到了抗干扰的作用。

图 5 为开关量输出回路的示意图，微型机通过控制并行接口输出位的状态"0"和"1"，经光隔后控制执行继电器 K 吸合或返回，同时，也实现了微型机与外部电路的隔离。

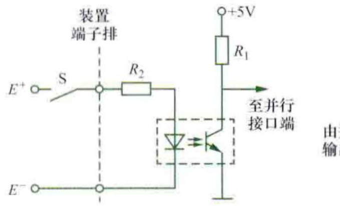


图 4 开关量输入回路

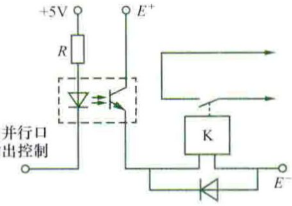


图 5 开关量输出回路

在硬件结构方式基本不变情况下，可以应用比较通用的硬件，配以不同的软件实现各种不同原理的保护，这也是微机保护的特点。

为了避免在变电站、发电厂环境中因严重电磁干扰而影响装置的正常运行，已成功地采取了一系列抗干扰与提高可靠性的措施。例如，应用光电耦合器等各种隔离技术使微型机同外界易受干扰的电气部分实现完全隔离；采用多种软件校核和自动纠错技术；提供足够的硬件冗余度以提高装置的容错能力。

集成电路技术在不断发展，微机保护的硬件电路也随之在不断地改进。

微机保护算法　微型机根据采样值进行计算和判断以完成继电保护功能的方法。

就绝大多数反映工频量的保护原理而言，可以归纳为计算工频交流电流、电压、阻抗的模值和幅角。研究算法的关键在于如何应用短的时间得到满足要求的计算精度。计算精度主要是衡量从短路后含有各种暂态分量和噪声的电气量采样值中提取出有用分量、排除暂态分量和噪声影响的能力。算法的选择要根据继电保护原理和四性（可靠性、选择性、快速性、灵敏性）的要求，可以用长、短时窗法（主要对应于所需要的采样点数）相结合的方法，用短时窗先进行粗算，并考虑足够的误差影响，以快速识别出严重故障，再辅以长时窗精确计算，以识别位于保护范围边缘或较轻的故障。

在广泛应用的各种算法中，有代表性的是傅里叶算法和解微分方程法。

傅里叶算法　假定故障后的交流电压、电流是周期性时间函数，从而获取所关注电气量特征的计算方法。广泛应用于各种设备的交流电气量计算。

可以求出工频基波分量的正弦项振幅 a_1 和余弦项振幅 b_1，即

$$a_1 = \frac{2}{T}\int_0^T x(t)\sin(\omega_1 t)\mathrm{d}t \tag{1}$$

$$b_1 = \frac{2}{T}\int_0^T x(t)\cos(\omega_1 t)\mathrm{d}t \tag{2}$$

式中 T 和 ω_1 分别是工频周期和角频率；$x(t)$ 为输入模拟量。

用微型机处理时，只能获得 $x(t)$ 在各采样时刻瞬时值

$x(kT_S)$ 的数字量，式（2）的积分可以用梯形法则求得

$$a_1 = \frac{1}{N}\left[2\sum_{k=1}^{N-1} x_k \sin\left(k\,\frac{2\pi}{N}\right)\right] \tag{3}$$

$$b_1 = \frac{1}{N}\left[x_0 + 2\sum_{k=1}^{N-1} x_k \cos\left(k\,\frac{2\pi}{N}\right) + x_N\right] \tag{4}$$

式中 N 为一个工频周期的采样次数；x_k 为 $x(kT_S)$ 的简写方式。

由 a_1 和 b_1 可以求得 $x(t)$ 信号中的基波有效值 X 和在计算时刻（$t=0$）的初相角 α

$$X=\sqrt{\frac{a_1^2+b_1^2}{2}}$$

$$\tan\alpha_1 = \frac{b_1}{a_1}$$

应用傅里叶方法计算阻抗时，可对电压、电流分别作如上处理，求得它们的有效值及相位（即相量 $\dot{U}$、$\dot{I}$）后，就不难得到阻抗的模和幅角 $Z=\dot{U}/\dot{I}$，或电阻、电感分量。计算出三相电压、电流的相量后，还可以求出各种序分量的相量。

在短路暂态中，高频分量的频率与工频无关而且衰减较快，但在电流中还包含有衰减的非周期分量。分析指出，傅里叶算法能完全消除纯直流及工频的各整次谐波，对非整次的其他高频分量也有较强的抑制能力，但对衰减的非周期分量所包含的低频分量，抑制能力较差，因而，在对精度要求较高的场合，还需要采用一些附加措施，如曲线拟合方法等。

上述傅里叶算法的时间窗为一个工频周期。为加快保护动作，可以将积分区间缩短为半个周期，称半周傅里叶算法。半周傅里叶算法的精度有所降低，特别是受非周期分量和偶次谐波的影响较大，但可用于要求较快动作而精度可以放宽要求的场合。

解微分方程法　假定输电线的分布电容可以忽略，因而从故障点到保护安装处的线路段可用电阻和电感串联（称为 R-L 模型）的电路来描述，从而实现线路阻抗测量的一种计算方法。

将线路等效为 R-L 模型后，在金属性短路时，有

$$u(t) = R_1 i(t) + L_1\,\frac{\mathrm{d}i(t)}{\mathrm{d}t} \tag{5}$$

式中 R_1、L_1 分别为该线段的正序电阻和正序电感；$u(t)$、$i(t)$分别为保护安装处的电压和电流，相间故障应取故障的相间电压和两故障相电流之差，单相接地故障应取故障相电压和故障相电流加零序补偿。

以 A 相接地为例，有

$$u_A = R_1(i_A + K_R\times 3i_0) + L_1\,\frac{\mathrm{d}(i_A + K_L\times 3i_0)}{\mathrm{d}t} \tag{6}$$

$$K_R = \frac{R_0 - R_1}{3R_1} \tag{7}$$

$$K_L = \frac{L_0 - L_1}{3L_1} \tag{8}$$

式中 K_R 为电阻分量的零序补偿系数；K_L 为电感分量的零序补偿系数；R_1、R_0 分别为正序和零序的电阻；L_1、L_0 分别为正序和零序的电感。

式（5）中，$u(t)$ 和 $i(t)$ 可以直接测量，$\frac{\mathrm{d}i(t)}{\mathrm{d}t}$可以由差分近似计算。

为了求解两个未知数 L_1 和 R_1，可以在两个不同的时刻 t_1 和 t_2 分别测量 $u(t)$、$i(t)$，并计算 $\frac{\mathrm{d}i(t)}{\mathrm{d}t}$，得到两个独立的方程，联立求解得

$$L_1 = \frac{u_1 i_2 - u_2 i_1}{i_2 D_1 - i_1 D_2} \tag{9}$$

$$R_1 = \frac{u_2 D_1 - u_1 D_2}{i_2 D_1 - i_1 D_2} \tag{10}$$

式中下标“1”和“2”分别表示 t_1 和 t_2 两个测量时刻；D 表示$\frac{\mathrm{d}i(t)}{\mathrm{d}t}$的差分值。

解微分方程法本身要求的时间窗仅为 3～4 个采样点。

解微分方程法直接求线路的电阻和电感值，而不是先求出电压和电流的基波，它所依据的微分方程未对电力网频率作任何假定，因而其计算结果不受频率的影响，更重要的是它不受电流中的非周期分量的影响，因为非周期分量仍然符合微分方程的。但是，解微分方程法必须配合一个低通滤波器，预先滤掉暂态高频分量，目的是消除分布电容的影响，尽量保证 R-L 模型依然成立。

数字滤波器　通过一定方式的数字计算，实现滤波功能的一种方法。实质是指微机执行一段程序，把输入采样值 $x(kT_S)$按一定的要求加工处理成为一组新的数字串$y(kT_S)$，达到提取信号中的有用信息而去掉无用成分的目的。

微机保护中广泛应用了各种数字滤波器，目的是消除对保护原理产生不利影响的分量，提高继电保护测量的准确性。最简单数字滤波器的例子是移动求平均，如下式所示，为 N 点求平均

$$y(k) = \frac{1}{N}\sum_{0}^{N-1} x(k-i) \tag{11}$$

求平均类似于积分计算，可以抑制高频分量，因而，这是一个低通滤波器。一般地，如果把 N 个采样点加权后再平均

$$y(k) = \frac{1}{N}\sum_{0}^{N-1} x(k-i)h(i) \tag{12}$$

选择不同的加权系数 $h(i)$，就可以达到不同的滤波效果。

模拟滤波器在频域的通道越窄，滤波效果越好，但需要在时域引入较长的时延。数字滤波器也有类似的情况，要达到好的滤波效果，必须加大加权平均的采样点数 N，因而也就加长了算法要求的总时窗长度。

与模拟式滤波器比较，数字滤波器设计更灵活，没有元件参数离散和老化等问题。

展望　对于微机保护，只要能找出实现继电保护功能的特征区别，基本上都能在装置中予以实现，因此，为新原理、新方法的研究提供了更大的探索空间，例如：距离保护的防振荡、防过负荷影响，变压器励磁涌流的识别，线路故障的自由振荡分量或其他暂态分量的应用。

现有的继电保护装置只能获得被保护设备的一侧或各侧的电气量，因此，经典的继电保护原理都是基于一侧或各侧的电气量而展开的。在智能电网发展后，同步测量和网络通信得到了充分的应用，各处信息具备了共享的特点，从而可以获取更大范围的电气量和其他参量，因此，利用一定范围内的更多信息就可以构成广域保护，更方便于故障位置的分

析与确定、判据的自适应、网络拓扑的识别，可以缩短后备保护的延时，可以构成智能化的备用电源自动投入、简化定值等。当然，对于广域保护更需要可靠和快速的通信网络作为基本的支持条件，广域保护本身也得具备一定的数据纠错和容错能力。采用广域保护后，其功能不局限于继电保护，还可以与备用电源自动投入、稳定控制、参数识别、潮流转移识别等功能相结合。

电力设备的状态监测是智能化电网的另一个体现，在此条件下，继电保护可以与状态监测相结合，在设备状态监测发出预警信号后，一方面准备安排检修，另一方面，可以将继电保护的整定值自动调整为更灵敏一些。还可以将变压器的局部放电、温度、压力、介质分析等与变压器的电气量保护相结合，不仅可以极大地提高变压器保护的性能，还可以综合判定是短路还是励磁涌流。

电子互感器成熟后，单端或双端电气量的继电保护就可以以一个插件的方式安装在诸如含电子互感器的气体绝缘全封闭组合电器（gas insulated switchgear，GIS）中，就地获得电气量，经分析、判断后直接控制就地的断路器，并通过网络与变电站层或调控中心进行通信，实现信息的交互。

智能电网及光伏发电、风力发电等技术的发展必将影响着继电保护的原理与实现技术。定值的自适应与简化、自检功能的完善和状态监测等一直是继电保护期待解决的方向之一。

参考书目

杨奇逊．微型机继电保护基础．2版．北京：中国电力出版社，2005．

陈德树，张哲，尹项根．微机继电保护．北京：中国电力出版社，2000．

weixing ranqilunji fadian xitong shuxue moxing

微型燃气轮机发电系统数学模型 （mathematical model of micro-turbine generation system） 微型燃气轮机发电系统（含燃料供给系统、永磁发电机、变频器等）特性和行为的数学描述。微型燃气轮机是一类输出功率在数百千瓦及以下的燃气轮机，一般采用径流式叶轮机械以及回热循环，驱动高速永磁发电机。微型燃气轮机作为小型分布式冷热电联产系统的核心部件，不仅为发电机提供驱动力，还为余热锅炉、溴化锂制冷机等设备提供供热和制冷的高温气体。

微型燃气轮机发电系统是一个由燃气涡轮发动机与永磁发电机结合在一起的整体，其模型包括燃气透平模型、速度/负荷控制模型、燃料控制模型、永磁发电机模型、变流器模型（见图1）。

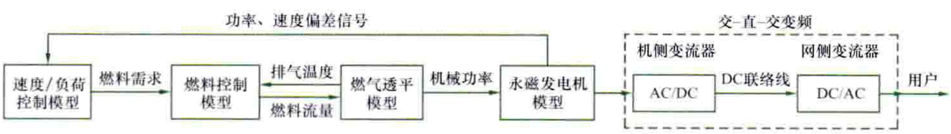


图1 微型燃气轮机发电系统模型结构

燃气透平模型 如图2所示，燃气透平的输入信号有来自燃料控制器的燃料流量信号 W_F 和速度偏差 Δv，输出信号为机械功率 P_{MG} 和排气温度信号 T_E。燃烧室和排气温度测量装置分别用时间为 T_{ECR} 和 T_{ETD} 的延迟环节表示。T_{CD} 为燃料控制阀积分时间常数；K_4、K_5、T_3 分别为温度控制器的比例系数及积分时间常数；T_4 为温差电偶环节的积分时间常数；f_1、f_2 分别为与燃料流量信号和转速偏差信号相关的函数；a、b、c 为各函数比例系数。

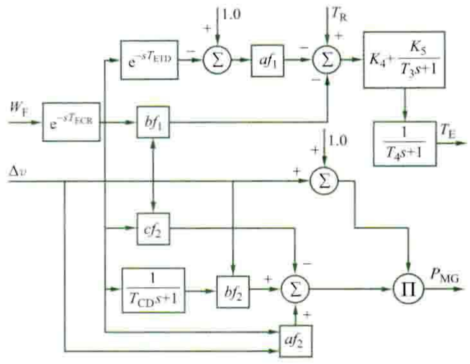


图2 燃气透平模型

速度/负荷控制模型 如图3所示，速度调节器的输入信号为负荷需求 P_L 及速度偏差 Δv，输出信号为燃料需求信号 F_D。通过调整给定的比例系数 W 和积分系数 A、B 及常数 C 的大小可使调节器控制实现有差和无差调节。

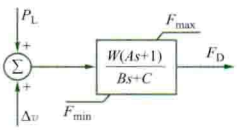


图3 速度/负荷控制模型

燃料控制模型 如图4所示，燃料控制的输入为来自速度/负荷控制的 F_D 和来自透平机的 T_E 和 Δv，输出为燃料流量控制信号 W_F。其中 T_t 为温度限制器时间常数；K_3 和 T 分别为燃料限制器延时比例系数和时间常数；K_6 是无负荷额定转速下的燃料流量系数；a、b 为燃料供给系统的比例系数和积分时间常数，c 为常数；T_f 为燃烧室环节积分时间常数；K_f 为反馈系数；V_{ce} 为燃料控制阀开度，与稳态时透平机上的机械功率相对应。

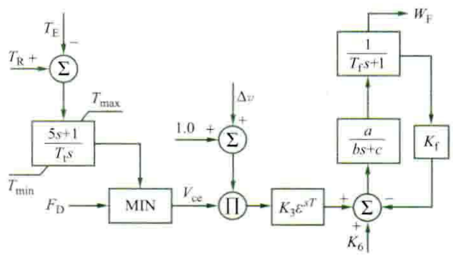


图4 燃料控制模型

永磁发电机数学模型 单轴结构的微型燃气轮机发电系统一般采用永磁同步发电机，通过交—直—交变频实现并网运行，见风力发电机组数学模型。

变流器模型 变流器按应用场合分为机侧变流器和网侧变流器。

（1）机侧变流器数学模型。可以采用不可控整流器，也可以采用可控整流器，多数情况下采用可控整流器。采用转子磁链矢量定向控制的可控整流器控制框图如图5所示，实现对直流电压和无功电流的控制。

其中 U_d、I_d、U_q、I_q 分别为发电机定子输出电压、电流的d、q轴分量；L_d、L_q 分别为发电机定子d、q轴的电感；ω_e 为发电机的电角速度；ω_r 为发电机的机械转速；Ψ_f 为发电机永磁体磁链；p_n 为发电机极对数；T_e 为发电机输出电磁功率；T_m 为发电机输出机

械功率；J 和 D 为发电机轴系转动惯量和阻尼系数。下标为 ref 表示该变量的参考值。

（2）网侧变流器数学模型。网侧变流器一般采用 PWM 电压源型逆变器，它将整流侧输出直流逆变为工频交流，同时根据不同的运行方式对其进行相应的控制。当并网运行时，为减少对大电网的冲击，对逆变器采用 PQ 控制，即采用定功率控制来控制其与电网的功率交换。采用等功率变换，得到 d、q 轴坐标系 s 域的逆变器数学模型，如图 6 所示。逆变器采用电网电压矢量定向控制，根据给定值控制逆变器输出有功和无功，控制框图如图 7 所示。其中 R、L 为逆变器滤波器的等效电阻和电感；i_{dg}、i_{qg} 为逆变器输出电流的 d、q 轴分量；U_{dg}、U_{qg} 为电网电压的 d、q 轴分量；ω_s 为电网频率；C 为直流电容值；U_{dc} 为直流电容电压；i_g 为整流器直流电流；S_d、S_q 为 a、b、c 到 d、q 坐标系的转换关系；u_{dg}、u_{qg} 为逆变器输出电压。P、Q 为逆变器输出有功和无功。同样下标为 ref 为该变量的参考值。

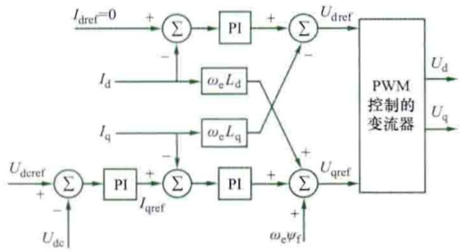


图 5 可控整流器控制框图

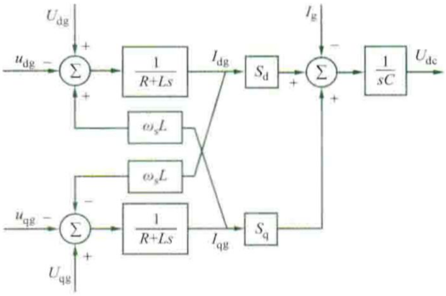


图 6 逆变器数学模型

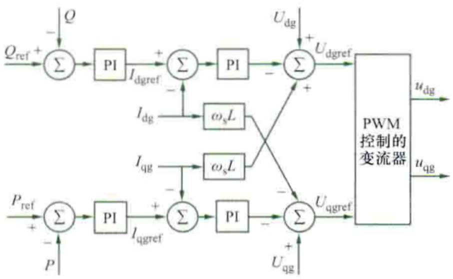


图 7 逆变器控制框图

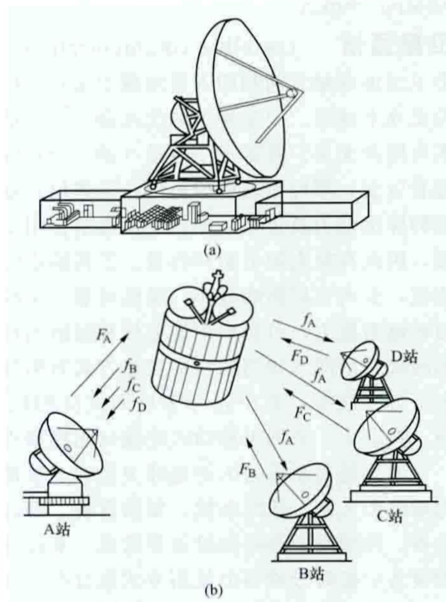
参考书目

金红光，林汝谋．能的综合梯级利用与燃气轮机总能系统．北京：科学出版社，2008.

倪维斗，徐向东，李政，等．热动力系统建模与控制的若干问题．北京：科学出版社，1996.

weixing diqiuzhan

卫星地球站（satellite earth station） 设置在地球表面的与人造地球卫星进行相互通信的通信站，简称地球站。卫星地球站（见图）可分为固定地球站、可搬运地球站（在短时间内能拆卸转移）和移动地球站（包括车载站、船载站、机载站等）。根据是否满足国际通信卫星组织（International Telecommunication Satellite Organization，INTELSAT）的技术标准又可分为标准地球站和非标准地球站。此外，还可以根据用途分为跟踪、遥测和指令站，航海、航空站等。卫星地球站内一般由天线跟踪伺服系统、天线馈源系统、收发信设备、终端设备、监控设备和电源设备等组成。



卫星地球站示意图

(a) 卫星地球站概貌；(b) 多个卫星地球站相互通信

特点　由于卫星地球站与人造通信卫星（中继站）之间距离很远（一般约为 36 000km），因此与地面视距微波通信站比较，卫星地球站的特点为：①多采用大口径、高增益，能自动跟踪的天线，大功率发射机和具有参量放大器的低噪声接收机。②通常不会出现明显的衰落现象。③信号的绝对时延大，有回声现象。此外，卫星地球站的站址选择条件相对较严，在地理条件、地质条件、环境条件和占地面积与预留扩展等方面有很多苛刻要求。

制式　卫星地球站所用的通信制式有多种：①频分复用/调频制（frequency division multiplexing/frequency modulation，FDM/FM）；②单路单载波/调频制（single channel per carrier/frequency modulation，SCPC/FM）；③频分多址（frequency division multiple access，FDMA）；④时分多址（time division multiple access，TDMA）；⑤脉冲编码/相移键控/单路单载波（pulse code modulation/phase shift keying/ single channel per carrier，PCM/PSK/SCPC）；⑥增量调制/相移键控/单路单载波（Delta Modulation/ phase shift keying/single channel per carrier，△M/PSK/SCPC）；⑦单路单载波按需分配制（single channel per carrier PCM multiple access demand assignment equipment，SPADE）。

应用　卫星通信方式具有通信距离远、覆盖面积大、通信容量大和不受大气变化的影响等优点，可靠性高，机动灵活性强，可实现多址通信和信道的按需分配。它既可传输电话，又可传输电报、数据和电视业务等。在电力系统中多利用卫星地球站进行应急通信、边远地区长距离通信或作为地处偏僻的水电工地、水电能源基地以及抗灾防汛等通信联络工具。

参考书目

Dennis Roddy．卫星通信．4 版．郑宝玉，译，北京：机械工业出版社，2011.

weixing tongxin

卫星通信 (satellite communication) 在两个或多个卫星地球站之间利用人造地球卫星作为中继站来转发信号的无线电通信。卫星通信的优点是：①通信距离远。通信成本与距离无关。将若干个卫星（如三个）发射到高空适当高度和位置，即可实现全球通信。②通信容量大。考虑到电磁波的穿透能力及传播衰减，卫星通信使用1～15GHz微波频段，因此有很宽的带宽和容量。③传输稳定。与地面微波相比较，受大气层影响较小，通信可靠。④组网灵活。具有大面积覆盖能力，可实现多址通信和信道的按需分配，组成星形网或格形网。常用的多址连接方式有频分多址、时分多址和空分多址等，其中频分多址方式应用较为普遍。⑤建设快、投资小。采用可移动式终端站则更加机动灵活。

卫星通信系统由人造地球卫星和卫星地球站组成。卫星地球站由天线、跟踪系统、发信设备、收信设备、通信控制设备、终端设备和电源设备等组成。来自各用户的信号在终端设备中按时分或频分复用方式综合在一起，发信设备将综合后的信号调制到载频上，经天线发给卫星。来自卫星的射频信号经天线接收送至接收设备，并将射频信号放大、解调变为综合信号送至终端设备，终端设备将综合信号分开送至各个用户。跟踪系统用于控制天线自动对准卫星的方向。通信控制设备监控通信信号及卫星地球站各部分的工作情况。电源设备保证不间断供电。

卫星通信的技术水平较高，要求卫星地球站使用较大功率的发射机和高灵敏度低噪声接收机，而地球卫星则要求重量轻、体积小、抗辐射并能经受住发射过程中的冲击和振动。随着卫星制造技术进步，通信卫星的姿态控制水平、星上功率放大器的输出功率等有了很大的提高，小型地球站一般都不再需要自动跟踪系统，发射机功率也由过去需要几百瓦减至几十瓦，从而大大降低了地球站的建设和运行成本。

根据地球站的不同，卫星通信可以分为：①卫星固定通信。卫星地球站固定不动，可实现双向通信。②卫星移动通信。卫星地球站装在航船、飞机、车辆中以及手持式微型终端，进行双向传输。③卫星广播通信。由主站向各分站进行单向的电视和声音广播。

按照工作轨道区分，卫星通信可分为：①低轨道卫星通信系统，卫星距地面500～2000km，传输时延和功耗都比较小，但每颗星的覆盖范围也比较小，如铱星系统；②中轨道卫星通信系统，卫星距地面2000～20 000km，传输时延大于低轨道卫星，但覆盖范围大，如国际海事卫星系统；③高轨道卫星通信系统，卫星距地面35 800km，即同步静止轨道。理论上，用三颗高轨道卫星即可实现全球覆盖。

卫星通信是全球信息通信系统的重要组成部分，近年来发展较快，如甚小口径天线地球站（very small aperture terminal，VSAT）系统，中低轨道移动卫星通信等系统都得到了广泛的应用。中国于2012年发射了“亚太7号”（apstar-7）卫星，覆盖亚太、中东、非洲以及欧洲部分地区，可为世界上75%的人口提供广播和通信服务。卫星通信的应用领域也在不断扩大，除金融、证券、邮电、气象、地震等部门外，已逐步延伸至远程教育、远程医疗、应急救灾、应急通信、应急电视广播、海陆空导航等领域。中国电力系统1982年开始使用卫星通信，主要应用于边远地区通信和应急通信，通过卫星地面中心站、车载式移动通信站和移动通信站（见图），形成大范围的覆盖，满足电力应急指挥的要求，有效提升了电力通信保障能力。部分供电公司基于北斗卫星通信开展输电线路巡检和智能配电自动化业务。



移动地球站

参考书目

汪春霆，张俊祥，潘申富，等．卫星通信系统．北京：国防工业出版社，2012.

wending jixian he jingtai wending chubei xishu

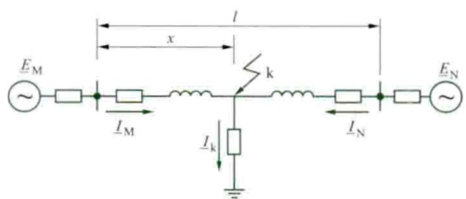
稳定极限和静态稳定储备系数 (stability limit and steady state stability margin) 见电力系统稳定。

wentailiang guzhang dingwei

稳态量故障定位 (fault location based on fundamental component) 根据测量点的稳态电压、电流和系统相关参数，通过求解定位方程，确定故障点位置的技术。主要包括单端量法和双端量法。

单端量法 仅利用输电线路一端测量到的电压、电流量和必要的系统参数来计算故障距离，主要包括解微分方程法、迭代法、解复数方程法等定位方法。

微分方程法 以单相线路说明计算的基本原理。线路故障如图所示。



输电线路短路示意图

在时域中可写出微分方程

$$u_M = R_{Mk} i_M + L_{Mk}\frac{di_M}{dt} + R_k i_k \quad (1)$$

式中 u_M、i_M 为M端的电压、电流；R_{Mk}、L_{Mk} 为M端到故障点k间线路的电阻、电感；i_k 为流经故障点过渡电阻的电流；R_k 为故障点过渡电阻。

故障电流 $\underline{I}_k$ 与M端电流故障分量之间存在以下关系

$$\underline{I}_{Mk} = \underline{I}_M - \underline{I}_{ML} = C_M \underline{I}_k \quad (2)$$

式中 $\underline{I}_{Mk}$ 和 $\underline{I}_{ML}$ 为M端的故障分量和负荷电流，C_M 为M端电流分布系数

$$C_M = \frac{Z_{eN} + Zl - Zx}{Z_{eM} + Z_{eN} + Zl} \quad (3)$$

假设流过故障支路过渡电阻中的短路电流与测量端电流的故障分量同相位，则

$$i_k = \frac{1}{C_M} i_{Mk} \quad (4)$$

将式（4）代入式（1）并利用多点采样值等方法解出

L_{Mk}，除以单位线路长度电感值，即可定位故障点位置。当两侧系统阻抗角相差较大及线路重载时，解微分方程法会产生较大的误差。

迭代法　从分析故障时系统序网结构入手，利用测量端短路电流与故障支路电流之间或者它们相角之间的关系式，再与测量端电压方程构成方程组，用迭代法确定故障点位置。此类方法考虑了故障支路短路电流与测量端电流故障分量之间的相位差，但对端系统阻抗变化将引起系统性误差，同时算法本身的收敛性没有保证，迭代过程可能出现收敛至伪根和负距离的问题。

解复数方程法　与迭代法基本原理相同，利用故障边界条件得出测量端的电流突变量与故障电流的关系式，再代入测量端电压方程，得出关于故障距离的一元二次方程。一元二次方程的求解理论上存在双正根的可能，因此必须解决伪根的判别问题。

单端量法故障定位一般基于集中参数模型推出定位方程，输电线路较长时，考虑分布电容的影响，应采用分布参数模型建立定位方程，其求解更为复杂。单端量法故障定位精度主要受对侧系统运行方式的变化及故障点过渡电阻的影响。

双端量法　同时利用线路两端测量电气量实现的故障定位方法。原理上不受过渡电阻和对侧系统运行方式变化的影响。主要包括电压分布法和解方程法等定位方法。

电压分布法　如图所示，由 M 端测量电气量推算的电压沿线分布为

$$\underline{U}_{Mx}=\underline{U}_{M}-\underline{I}_{M}\times(xZ) \tag{5}$$

式中 $\underline{U}_{Mx}$ 表示距离 M 端 x 处的电压，x 表示故障点距离 M 端的长度，Z 表示线路单位长度的阻抗。

由 N 端测量电气量推算的电压沿线分布为

$$\underline{U}_{Nx}=\underline{U}_{N}-\underline{I}_{N}\times[(l-x)\times Z] \tag{6}$$

式中 l 表示线路总长度。两端推算到故障点 k 处的电压应相等，即使采集到的数据不同步造成 $\underline{U}_{Mx}$ 和 $\underline{U}_{Nx}$ 相角不同，但他们幅值必然相等。即

$$|\underline{U}_{Mx}|=|\underline{U}_{Nx}| \tag{7}$$

利用式（7）即可确定出故障点位置。

解方程法　在计算中引入不同步导致的相角差，列写两端电压关系方程，得到关于相角差和故障距离的方程组，然后使用迭代法求出相角差，进而得到故障距离；也可建立不含相角差的故障测距方程，直接求解故障距离。

双端量法中还有基于两端数据采样同步的测距方法，但其实现困难，实际中较少采用。

参考书目

葛耀中．新型继电保护和故障测距的原理与技术．2版．西安：西安交通大学出版社，2007.

wugong dianya youhua kongzhi

无功电压优化控制

(optimal control for reactive power and voltage)　见变电站自动化系统智能化应用功能。

wugong gonglü yu dianya zidong kongzhi

无功功率与电压自动控制

(automatic control for reactive power and voltage)　通过调度自动化系统自动调整和控制无功电压调节设备，保持部分或整个电力系统无功功率平衡、电压水平合格，并满足某一优化控制目标的自动控制，也称自动电压控制（automatic voltage control，AVC）。它是电力系统能量管理系统（energy management system，EMS）的一个重要组成部分。其主要任务是：①根据电网运行要求，保持受控电网的电压在规定的范围之内。②有效地利用无功电源和各种调压措施，使无功功率就地平衡，合理分配，使电网网损达到最小。③维持电网电压稳定。

随着技术进步，无功功率与电压自动控制逐步由就地控制向系统控制发展，控制手段逐步由单一型走向多种综合型，控制方式由分散型控制向集中控制发展，并形成了时空协调的全局无功电压控制系统。

控制设备　包括同步发电机、有载调压变压器和无功补偿设备等。

同步发电机　通过调节同步发电机的励磁电流来控制发电机输出的无功功率和机端电压。同步发电机励磁电流的调节装置有：①自动电压调节装置（automatic voltage regulator，AVR）。将发电机电压与给定的基准电压进行比较，根据其偏差调整励磁电流，使端电压维持恒定。自动电压调节装置一般装在大容量的水轮发电机或汽轮发电机上。②自动无功调节装置（automatic reactive power regulator，AQR）。调整励磁电流，使发电机无功出力保持给定值。③自动功率因数调节装置（automatic power factor regulator，APR）。不管有功功率多少，通过调节励磁电流，使发电机功率因数维持恒定。

大型发电机通常采用自动电压调节装置，保持机端电压恒定；中小型发电机通常采用自动无功调节装置或自动功率因数调节装置，以防止过励磁或欠励磁运行。

有载调压变压器　在带负荷情况下，通过调整有载调压变压器（load regulating transformer，LRT）的分接头位置来控制母线电压。

无功补偿设备　包括并联电容器、并联电抗器、同步调相机、静止无功补偿器（static var compensator，SVC）、静止同步补偿器（static synchronous compensator，STATCOM）、动态电压调节器（dynamic voltage regulator，DVR）等。一般安装在负荷侧变电站或枢纽变电站。通过控制无功补偿设备，在重负荷时作为无功电源发出无功功率，补偿无功负荷，从而减少在线路上的无功传输引起的电压损耗和功率损耗；在轻负荷时减少所发无功功率（甚至吸收无功功率），达到调节电压的目的。①并联电容器只能发出无功功率，而并联电抗器只能吸收无功功率。②同步调相机改变励磁电流，过励时发出无功功率，欠励时吸收无功功率。③静止无功补偿器与调相机相似，通过改变控制角，能发出无功功率或吸收无功功率，两者都能平滑地实现无功功率的自动控制，静止无功补偿器对冲击负荷引起的电压波动还有很好的抑制作用。④静止同步补偿器应用电力电子和控制技术，不但可以更迅速补偿无功，且能够有效平抑高次谐波及三相不对称。⑤动态电压调节器则主要用于配网中，利用电力电子及控制技术，实现动态电压补偿，能够有效应对故障导致的配电网电压突变，抑制电压波动对敏感负荷的影响。

上述设备中，并联电容器、并联电抗器的最大优点是投

资成本低，便于分散安装，能最大限度地降低网损。而同步调相机、静止无功补偿器、静止同步补偿器、动态电压调节器建设成本较高，但由于具有良好的调节性能，能够有效提高系统的运行稳定性及电能质量，已在风电场、电压中枢点及对电能质量要求较高的负荷节点处得到广泛使用。

控制方法 用于无功功率与电压自动控制的方法很多，应用最为广泛的是基于控制分区的分级电压控制方法。其中，一级电压控制为本地控制，主要包括发电机的自动电压调节装置、有载调压变压器、可投切电容电抗器、静止无功补偿器、静止同步补偿器等无功电压调节设备，可通过本地控制器追踪二级电压控制下发的设定值，从而补偿电压的快速和随机变化，时间常数为毫秒到秒级；二级电压控制为区域控制，时间常数为分钟级，根据电网内各节点的无功电压特性将全网划分成彼此解耦的控制分区，并在每个分区内选择一个或多个中枢节点，二级电压控制的目标是通过本区域内无功设备的调节（即一级电压控制）将中枢节点的电压维持在由三级电压控制在线给出的设定值，一般通过比例积分（控制器或基于灵敏度的数学规划方法求解控制策略，并在线刷新本分区内各一级电压控制器的设定值；三级电压控制为系统级控制，在考虑电网安全运行等约束条件基础上，实现全网经济运行（多采用有功传输损耗最小化目标），一般基于非线性最优潮流方法（见电力系统在线最优潮流）进行控制策略求解，其输出为各控制分区中枢母线的设定值，三级电压控制周期一般为15min～1h。

控制模式 有集中式控制模式和分散协调控制模式两种。①集中式控制模式。由一个调度控制中心（见电网调度控制中心）完成整个电力系统的无功功率和电压的自动控制。这种控制模式可以实施全局优化，但是对自动化程度要求非常高，较难实现。②分散协调控制模式。按照电力系统调度控制分层，每个调度控制中心对自己管辖的电网实施无功功率和电压的自动控制，上下级调度控制中心采取分层协同控制，以达到全局无功电压控制的目的，是普遍采用的控制模式。

wuxiandian tongxin

无线电通信

（radio communication） 利用无线电波在空间传送信息的通信方式，也称无线通信。根据频率和波长的差异，无线电通信大致可分为长波通信、中波通信、短波通信、超短波通信和微波中继通信，依据国际电信联盟《无线电规则》、《中华人民共和国频率划分规定》，共定义了43项无线电业务。其中，电力系统中常用的业务包括无线电通信业务、卫星固定业务、移动业务、陆地移动业务等。

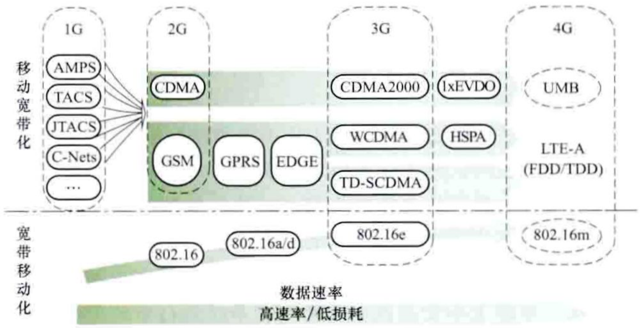
无线电通信不需要架设线路，建设快、投资省、机动灵活。它是航空、航海、宇宙航行中的主要通信方式，在需要机动性的通信（如军事通信、检修通信、勘测通信等）中，占有重要地位。

在电力系统中，无线电通信不仅适合服务具有点多面广的分布特点的对象，还有不受高压感应、地电位升高等强电危险影响的好处。其主要缺点是易受气候和环境影响，包括衰落及各种电磁干扰影响等。

从信号特征上分，无线通信主要有模拟通信和数字通信；从传输距离上分，主要有短距离无线通信和远程无线通信，从工作制式上分，主要有单向（工）通信、双向（工）通信等；从组网方式上分，主要有点对点组网、点对多点组网、蜂窝组网、临时自组网等。

随着信息化和移动通信技术迅猛发展，高速数据带宽并兼顾语音的第三代（3G）无线移动通信得到了广泛应用。2013年12月工业和信息化部正式向中国移动、中国电信和中国联通公司发布4G牌照，4G牌照是无线通信与国际互联网等多媒体通信结合的第4代无线移动通信技术的经营许可权。4G系统为无线远程终端提供了上传数据速度达到20Mbit/s、下载速度达到100Mbit/s的能力。

图中所示为无线通信技术发展历程。



无线通信技术发展历程

参考书目

Rappaport Theodore S. 无线通信原理与应用.2版.周文安，付秀花，王志辉，等译，北京：电子工业出版社，2012.

wuxiandian tongxin pinduan

无线电通信频段

（frequency bands for radio communication） 无线电通信中电磁波频率（或波长）的分段规定。一般，按频率划分时称为频带，按波长划分时称为波段。由于电磁波的频率和波长存在对应关系，因此也常将频带和波段统称为频段。

按波长不同，电磁波分为无线电波、红外线、可见光、紫外线、X射线和γ射线。关于无线电波的频段划分，相关国际组织如国际无线电科学联盟（International Union of Radio Science；Union Radio-Scientifique Internationale，URSI）、国际电工委员会（International Electrotechnical Commission，IEC）等作出了基本一致的规定，即段号为N的频段，其频率范围为$0.3\times10^N\sim3\times10^N$（$N=-1, 0, 1, 2, \cdots, 12$）。国际电信联盟（International Telecommunication Union，ITU）下属的无线电通信部（ITU Radiocommunication Sector，ITU-R）和电信标准化部（ITU Telecommunication Standardization Sector，ITU-T）对用于电信的无线电波9个频段（$N=4\sim12$）的命名作出了规定，分别颁布了名称均为《用于电信的频带和波段命名法》（Nomenclature of the frequency and wavelength bands used in telecommunications）、编号为ITU-R V.431-6和ITU-T B.15的建议。在中国，除采用国际标准中规定的米制分段名称外，大部分也都有相应的中文名称。表1列出了无线电波14个频段（$N=-1, 0, 1, 2, \cdots, 12$）的分段情况。

表 1　无线电频带和波段表段的命名

带号	频带名称	频率范围	波段名称	波长范围
−1	至低频 (TLF)	0.03～0.3Hz	至长波或千兆米波	10 000～1000Mm
0	至低频 (TLF)	0.3～3Hz	至长波或百兆米波	1000～100Mm
1	极低频 (ELF)	3～30Hz	极长波	100～10Mm
2	超低频 (SLF)	30～300Hz	超长波	10～1Mm
3	特低频 (ULF)	300～3000Hz	特长波	1000～100km
4	甚低频 (VLF)	3～30kHz	甚长波	100～10km
5	低频 (LF)	30～300kHz	长波	10～1km
6	中频 (MF)	300～3000kHz	中波	1000～100m
7	高频 (HF)	3～30MHz	短波	100～10m
8	甚高频 (VHF)	30～300MHz	米波	10～1m
9	特高频 (UHF)	300～3000MHz	分米波	10～1dm
10	超高频 (SHF)	3～30GHz	厘米波	10～1cm
11	极高频 (EHF)	30～300GHz	毫米波	10～1mm
12	至高频 (THF)	300～3000GHz	丝米波或亚毫米波	10～1dmm

注：频率范围（波长范围亦类似）均含上限、不含下限；相应名词非正式标准，仅作简化称呼参考之用。

微波频段通常又分成多个子频段（波段），如 L 波段、C 波段、Ku 波段等，详见表 2。

表 2　常用字母代码和业务频段对应表

字母代码	雷达		空间无线电通信	
	频率范围 (GHz)	举例 (GHz)	标称频段	举例 (GHz)
L	1～2	1.215～1.4	1.5GHz 频段	1.525～1.710
S	2～4	2.3～2.5 2.7～3.4	2.5GHz 频段	2.5～2.690
C	4～8	5.25～5.85	4/6GHz 频段	3.4～4.2 4.5～4.8 5.85～7.075
X	8～12	8.5～10.5	—	
Ku	12～18	13.4～14.0 15.7～17.3	11/14GHz 频段 12/14GHz 频段	10.7～13.25 14.0～14.5
K*	18～27	24.05～24.25	20GHz 频段	17.7～20.2
Ka*	27～40	33.4～36.0	30GHz 频段	27.5～30.0
V	40～75	46～56	40GHz 频段	37.5～42.5 47.2～50.2

* 对于空间无线电通信，K 和 Ka 频段一般只用字母代码 Ka 表示；相应代码及频段范围非正式标准，仅作简化称呼参考之用。

在无线电技术中，频段这个词还具有另一种含义，它指无线电收发信等设备工作频率范围的划分。根据国际上和国内的公认说法，有 150MHz、450MHz、800MHz、900MHz、1500MHz、2GHz、4GHz、6GHz、7GHz、8GHz 和 11GHz 等工作频段。在不同的工作频段内频率的使用方法和带宽以及话路数、信道数、信道间隔、极化等均有相应的规定或建议。

wuxian zhineng chuanganqi

无线智能传感器　(wireless smart sensor)　能感受规定的被测量件并按照一定的规律转换成可用信号，通过配置无线收发装置，可实现数据的无线读取、无线控制等功能的器件或装置。通常由敏感元件和转换元件、无线收发装置组成。可满足信息的传输、处理、存储、显示、记录和控制等要求。无线智能传感器是实现自动检测和自动控制的首要环节。

按传感器的工作机理，可分为物理型、化学型、生物型等；按构成原理，可分为结构型与物性型；根据传感器的能量转换情况，可分为能量控制型和能量转换型；按照物理原理，可分为电参量式传感器、磁电式传感器、压电式传感器、光电式传感器、气电式传感器、热电式传感器、波式传感器、射线式传感器、半导体式传感器等；按照用途，可分为位移传感器、压力传感器、振动传感器、温度传感器等。另外，根据传感器输出是模拟信号还是数字信号，可分为模拟传感器和数字传感器。电力系统常用传感器包括温度传感器、湿度传感器、加速度传感器、风速风向传感器、泄漏电流传感器和六氟化硫（SF_6）气体传感器等。

温度传感器　大多采用热电阻测温方法，基于金属导体的电阻值随温度的增加而增加这一特性来进行温度的测量，热电阻大都由纯金属材料制成，应用最多的是铂和铜，也有使用镍、锰和铑等材料制造热电阻。

温度传感器可部署于变电站电缆接头、闸刀触点、开关触点、铜排连接点、电抗器、消弧线圈、电容器等处，用于测量设备运行温度、相对温升、相间温差等信息，以准确判断设备工作状态。

湿度传感器　其关键器件是湿敏元件，主要有电阻式、电容式两大类。

湿敏电阻是在基片上覆盖一层用感湿材料制成的薄膜，当空气中的水蒸气吸附在感湿薄膜上时，元件的电阻率和电阻值都发生变化，利用这一特性即可测量湿度。

湿敏电容一般是用高分子薄膜电容制成的，常用的高分子材料有聚苯乙烯、聚酰亚胺、酪酸醋酸纤维等。当环境湿度发生改变时，湿敏电容的介电常数发生变化，使其电容量也发生变化，其电容变化量与相对湿度成正比。湿敏电容精度一般比湿敏电阻要低一些。

加速度传感器　主要有压电式、电容式及热感应式三种。以电容式三轴加速度计的技术原理为例，它能够感知不同方向的加速度或振动等运动状况，利用硅的机械特性设计出可移动机构，机构中主要包括两组硅梳齿，一组固定，另一组随运动物体移动，当可移动的梳齿产生了位移，就会随之产生与位移成比例电容值的改变。

风速风向传感器　其感应元件是三杯风组件，由三个碳

纤维风杯和杯架组成。转换器为多齿转杯和狭缝光耦。当风杯受水平风力作用旋转时，通过活轴转杯在狭缝光耦中的转动，输出频率信号。

风向传感器的变换器采用精密导电塑料电位器，当风向发生变化，尾翼转动通过轴杆带动电位器轴芯转动，在电位器的活动端产生变化的电阻信号输出。风向、风速是输电线路监测过程中不可缺少的一个重要气象要素，数据的准确与否，直接影响输电线路安全。

泄漏电流传感器　环绕安装在直流回路的正负出线上，当装置运行时，实时检测各支路传感器输出的信号，当支路绝缘情况正常时，流过传感器的电流大小相等，方向相反，其输出信号为零；当支路有接地时，泄漏电流传感器有差流流过，传感器的输出不为零。绝缘子泄漏电流传感器可以检测沉积在绝缘子表面的污秽层受潮后使电气设备绝缘能力下降问题，避免引起变电站的污闪事故。

六氟化硫气体传感器　基于双光束双波长红外测量技术及高精度数字处理技术，SF_6具有良好的化学稳定性和热稳定性，对特定波段的红外光有很强烈的吸收特性，灵敏度高，不受环境的影响和干扰，无其他气体干扰，同时对环境的温度和湿度的变化所带来的检测误差很小，不会产生误报警。

参考书目

吴成东．智能无线传感器网络原理与应用．北京：科学出版社，2011.

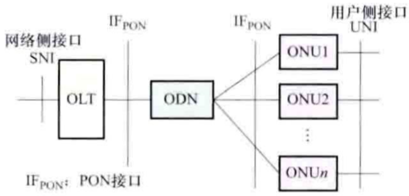
刘建明，李祥珍，等．物联网与智能电网．北京：电子工业出版社，2012.

wuyuan guangwangluo

无源光网络　(passive optical network，PON)

一种利用光纤和不含有任何电器件组成的点到多点的网络。PON的光分配网全部由光分路器（splitter）等无源器件组成。

构成　PON系统由网络侧的光线路终端（optical line terminal，OLT）设备、用户侧的光网络单元（optical network unit，ONU）设备和光分配网络（optical distribution network，ODN）组成，如图所示。



PON系统参考模型

其中，OLT设备一般放在设备机房，支持以太网/IP业务，并经ODN与ONU通信。ONU设备位于用户侧，为用户提供数据、视频和电话等业务接口。ODN为OLT与ONU之间的通信提供光传输通道，其主要功能是完成光信号功率的分配，分光器（passive optical splitter，POS）是ODN的重要组成器件。

特点　①“点对多点”，即OLT与ONU之间是点对多点关系。②“无源”，即ODN不含有任何电子器件，避免了电磁干扰和雷电影响，减少了线路和外部设备的故障率，且不需使用机房和配备电源，降低了相应的运维成本。

技术类型　无源光网络主要技术类型包括时分复用无源光网络（time division multiplexing PON，TDM PON）和波分复用无源光网络（wavelength division multiplexing PON，WDM PON）。还有一种是下行使用WDM PON，上行使用TDM PON的混合无源光网络。

时分复用无源光网络　在下行方向上采用广播技术，在上行方向采用时分多址技术。TDM PON具有成本较低的优点，但在扩展更高带宽时，基于电的高速突发接收技术实现起来十分困难，不仅需要增加复杂的带宽管理算法，同时也在时钟同步、快速光信号检测方面对半导体和光电子行业提出了很高的要求。TDM PON在单个波长超过10G速率后，要实现光的突发接收和发送，在技术难度和成本上将大幅提高。

主流的TDM PON技术为以太网无源光网络（ethernet passive optical network，EPON）和吉比特无源光网络（gigabit passive optical network，GPON）：①EPON的国际标准是IEEE 802.3ah，中国的标准有YD/T 1475—2006《接入网技术要求—基于以太网方式的无源光网络（EPON）》和YD/T 1771—2008《接入网技术要求—EPON系统互通性》。EPON的演进方向为10G EPON，其国际标准是IEEE 802.3av，上下行传输速率达到10bit/s。②GPON的国际标准是ITU-T G.984.x系列标准，中国的相关标准为YD/T 1949.x—2011《接入网技术要求—吉比特的无源光网络（GPON）》系列标准。GPON的发展方向为XG-PON，其国际标准是ITU-T G.987.x系列标准，上下行传输速率达到10Gbit/s。

波分复用无源光网络　采用波分技术，可以实现单纤32～40波长，并可以进一步扩展至80波。WDM PON有三种方案：①每个ONU分配一对波长，分别用于上行和下行传输，从而提供了OLT到各ONU固定的虚拟点对点双向连接。②ONU采用可调谐激光器，根据需要为ONU动态分配波长，各ONU能够共享波长，网络具有可重构性；③采用无色ONU（colorless ONU），即ONU与波长无关，因而无需管理ONU的波长，系统中各个ONU可以一模一样，安装维护十分方便。

参考书目

陈雪．无源光网络技术．北京：北京邮电大学出版社，2006.

xitong guanli

系统管理 (system management) 对调度自动化系统中的设备、应用功能等进行分布式管理的软件功能。系统管理可方便运行维护人员对调度自动化系统运行情况进行监控和维护，功能包括节点及应用管理、进程管理、网络管理、资源监视、时钟管理、日志管理、定时任务管理、应用场景（Case）管理、备份/恢复管理、主备调系统同步管理等，并提供各类维护工具。

节点及应用管理 提供系统节点和应用配置管理工具，用户可以在线搜索和配置系统各节点及应用的部署和运行方式，包括设置应用功能、应用的分布、节点名称及网址、节点的数量等。能够监控和管理所有节点的运行状态，包括实时态、研究态、规划态、培训态以及测试态。运行维护人员可通过可视化的界面观察节点和应用的运行状态，也可通过后台的工具对节点和应用的状态进行监视，可在线增加冗余配置节点，系统不需要重启。

进程管理 监视和管理应用进程，保证整个系统的正常运行，必要时重新启动进程，并实时向系统报告进程运行情况。能在画面上详细列出服务器、工作站上运行的进程信息，包括进程ID、启动时间、故障时间、运行状态等。当系统进程发生异常时，能够对进程自恢复，同时，通过报警通知值班员。如自恢复不成功，可通过进程管理工具进行人工恢复。

网络管理 对冗余配置的网络的通信功能进行管理，保持网络通信的正常不间断运行。具备各节点、各任务间通信状态监视功能，能监视网络是否正常、网络负载率、各节点网络通信状况统计（发包数、收包数、丢包数）等信息，并对网卡故障、网卡切换和网卡流量异常提供实时报警功能。

资源监视 监视各个节点中央处理器（central processing unit，CPU）、内存、硬磁盘、网络等设备的关键性能参数及使用情况，确保其正常运行，并及早发现潜在的瓶颈效应，提高系统的综合性能。主要功能包括系统中各种资源的监视和记录、越限报警、统计分析和统计结果展现等。

时钟管理 负责接收时钟同步装置的标准时间，监视整个系统的对时工况，保证全系统时钟的一致性。时钟同步装置支持全球定位系统（global positioning system，GPS）、北斗二代作为时钟源，具有安全保护措施保证接收的时钟信号的正确性。

日志管理 实时记录并集中展现设备和软件的运行工况、配置信息、日志信息、报警信息等并综合利用，以便于系统维护。日志管理包括日志的记录、查看和日志文件的备份等功能。通过定义日志规范，详细记录系统设备、基础平台和应用软件的工作状态，使调度控制中心管理人员清晰了解及管理调度自动化系统的应用工况，确保设备工作正常。

定时任务管理 完成任务的触发启动和管理。满足设定条件时，在指定的应用（节点）下执行设定的任务。可周期、定时启动，也可事件触发启动，任务的执行结果可保存为文件并通过人机界面查看。可通过人机界面工具实现任务的配置和执行。每一次任务启动及其是否成功都记录在日志中。

应用场景管理 应用场景管理也称Case管理，实现应用场景数据存储和管理，便于使用特定环境下的完整数据断面开展分析和研究。支持多种类型数据（集）及其组合的保存和管理。典型的Case类型包括电网模型Case、运行方式Case、图形Case及其组合。①电网模型Case管理的内容是系统的模型信息，包括名称、属性等。②运行方式Case管理的内容是模型的动态属性。③图形Case管理的内容是系统中所有图形画面。Case管理提供界面工具和应用服务接口。Case界面工具提供Case定义、查询、保存、修改和启停等基本功能；Case应用服务接口提供给各应用进行Case的启停和数据保存。应用可根据需要定义Case数据的内容、来源、组织方式和管理方式。

备份/恢复管理 对工作站与服务器的系统软件、数据库和电网数据的备份/恢复进行管理。①系统软件备份/恢复管理工具包括操作系统和应用软件的备份/恢复管理。②数据库备份/恢复管理是数据库管理的一部分，能够在线配置备份策略并及时显示备份结果，并提供备份文件管理工具；恢复时可实现全数据库或单表或单记录的恢复；提供备份结果可用性、完整性、正确性的检测功能。③电网数据备份/恢复管理工具定时地将系统中的电网数据文件（包括图形、模型及参数、画面文件）从硬盘或磁盘阵列复制到专门的存储介质中，如硬盘、磁带机、磁带库、光盘库等。同时，系统备份/恢复管理提供完备的恢复方式，当操作失误或系统发生故障时，可将数据从备份载体中恢复，保证数据的可用性。此外，还提供异地备份和恢复的功能，可将网络模型和历史数据进行异地（如备用调度中心）存储备份。

主备调系统同步管理 能在电网调度控制中心的主调和备调系统之间针对整个文件系统、某个目录中的全部文件、部分文件、单个文件和下级目录进行备份与恢复。提供备份的多版本管理、备份的集中管理、按时间顺序排列备份列表、备份以及恢复过程的记录等功能。

xianzhifa

现值法 (present value method) 将各方案寿命期（基本建设期和生产运行期）内的收益和费用按行业基准收益率或社会折现率折算成单一的现值来比较方案优劣的方法。按现值法的使用条件，可分为净现值法、费用现值比较法、净现值率法。

（1）净现值法。比较各方案的净现值，以净现值最大的方案为优。方案的净现值NPV计算式为

$$NPV(i)=\sum_{t=0}^{n}(S-I-C'+S_v+W)_t(1+i)^{-t}$$

或 $$NPV(i)=\sum_{t=0}^{n}(CI-CO)_t(P/F,i,t)$$

式中 S 为年销售收入；I 为全部投资（包括固定资产和流动资金）；C' 为年经营总成本；S_v 为计算期末回收固定资产余值；W 为计算期末回收流动资金；i 为电力工业基准收益率或折现率；n 为计算期；$(1+i)^{-t}$ 为折现系数。

（2）费用现值比较法。效益相同或效益基本相同，又难以具体估算效益的方案（在某一局部方案进行比较时通常是达到相同目的的不同方案，效益视为相同）进行比较时，可采用费用现值比较法。方案的费用现值 PC 计算式为

$$PC=\sum_{t=0}^{n}(I+C'-S_v-W)_t(1+i)^{-t}$$

或 $$PC=\sum_{t=0}^{n}(I+C'-S_v-W)_t(P/F,i,t)$$

在进行费用现值进行方案比较时，可采用相同部分（费用及其发生的时间均相同）不参与比较的原则，只计算各方案相对效果，不反映某方案的绝对经济效果；注意必须在相同的比较时间内对各方案进行比较，否则，将会得出错误的结论。

在两方案服务年限不同时，可采用研究期法进行比较。确定研究期有两种方法：①不考虑服务年限较短的方案在寿命终了后的未来事件及其经济效果，研究期间即为寿命较短方案的服务年限。②需考虑服务年限较短的方案在寿命终了后可以预见到的接替工程项目，以弥补国民经济对产品的需要。对那些接替工程的投资、成本等均应与方案一并考虑。研究期为两方案寿命的最小公倍数。

（3）净现值率法。净现值率（$NPVR$）是净现值和投资现值之比，净现值率较大的方案为优。

$$NPVR=NPV/I_p$$

式中 I_p 为投资现值。

xianlu baohu

线路保护 （power line protective relaying） 以电力线路为保护对象的电力系统继电保护。当电力线路故障时，线路保护能自动、迅速、有选择性地将故障线路从电力系统中切除，提高系统运行稳定性，并最大限度保证电力系统其他无故障部分迅速恢复正常运行，保障供电可靠性。由于架空线路故障大多为瞬时性故障，因此架空线路保护一般与自动重合闸配合使用，可尽快恢复线路正常运行，以进一步提高系统稳定性和供电可靠性。



超高压输电线路保护装置

线路保护有多种不同动作原理的继电保护装置可选用，但需要在全电力网协调的基础上，进行保护的合理配置，以满足电力系统安全稳定运行的基本性能要求。图中所示为超高压输电线路保护装置。按给定的保护任务不同，线路保护的配置可分为主保护、后备保护以及辅助保护；按给定保护的故障性质不同，可分为相间故障保护及接地故障保护；按被保护线路所在不同电压等级电力网的差异，可分为配电线路保护、输电线路保护。

主保护与后备保护 具有足够灵敏度和按电力系统稳定要求规定的快速性，能反应被保护线路任一点发生的故障，并可靠地发出给断路器跳闸命令的继电保护装置，称为该线路的主保护装置或主保护；具有足够灵敏度，能反应规定的被保护范围（可以是只包括被保护的线路，也可以是包括紧邻的线路或变压器）内任一点发生的故障，但动作时间不能完全满足电力系统稳定规定的要求，当主保护装置拒绝动作时能可靠地发出给断路器的跳闸命令的继电保护装置，称为该线路的后备保护装置或后备保护。依据作用的不同，分远后备保护方式、近后备保护方式、主保护双重化及断路器失灵保护回路。

远后备保护方式与近后备保护方式 在较低电压的电力网中，装在电源侧断路器上的一套继电保护装置，例如方向性的或非方向性的过电流保护装置，可以既作为本线路的主保护，又作为本线路与相邻线路（当相邻线路故障而它的继电保护装置或断路器拒绝动作）的后备保护，这种后备保护方式，叫远后备保护方式；在较复杂的电力网中，特别在220kV及以上电压电力网的线路上，一般很难实现对相邻线路或变压器的完全后备保护作用，而采用主保护双重化，即配置两套主保护装置同时运行，并设置断路器失灵保护回路的办法，这种后备保护方式称为近后备保护方式或就地后备保护方式。

主保护双重化及断路器失灵保护回路 主保护双重化是指用尽可能完全独立的（例如分别接到不同的电流互感器的二次绕组和电压互感器的不同二次绕组）由不同的直流电源分别供电的，动作于同一断路器的不同跳闸线圈，技术性能分别完全满足规定要求的两套或多套主保护装置对同一条线路实现继电保护，从而可基本消除主保护装置的拒绝动作，又叫作主保护的冗余化；当被保护线路故障，继电保护装置动作发出了跳闸命令，而线路断路器因故拒绝动作时，在经过可资判别的短时间内，将紧邻事故断路器的同一母线上的其他带电源的断路器断开，以切断故障点电源的专用回路，称为断路器失灵保护回路。主保护双重化的主要目的，是考虑如果只有一套主保护装置而又拒绝动作或因故停用，只能由延时的后备保护动作跳闸时，将可能使电力系统稳定受到破坏，或者引起相邻线路的后备保护失去选择性。主保护双重化并配以断路器失灵保护回路，就构成了完整的近后备保护，在220kV及以上电压的电力网中，基本采用近后备保护方式。主保护双重化带来的另一个好处是，可以简化后备保护的整定配合，从而改善后备保护的性能。

辅助保护 为了消除主保护装置的某些性能缺陷（例如方向距离保护在近区故障时的电压死区，见距离保护）或者为了加强与补充主保护装置的某些性能（例如加速近区故障的切除时间）而装设的起辅助作用的简单继电器及其相应回

路叫辅助保护。最为普遍采用的线路和变压器等的辅助保护是高速动作的瞬时过电流保护（见电流保护）。

相间故障保护及接地故障保护 依故障方式的不同，需设置不同类别的保护。

相间故障保护 相间短路故障的特点是故障点通过很大的故障电流，邻近故障点的故障相间母线电压大量降低，无论对于有效接地系统或非有效接地系统，情况都是这样。如果相间故障时通过线路的故障电流远大于正常运行时的最大负荷电流，就可选用方向性的或非方向性的过电流保护作相间故障保护；而在较为复杂的110kV及以上电压的电力网中，单独利用电流大小已不再能明确区别故障与正常运行状态，而普遍采用相间距离保护作相间故障保护。相间故障的另一特点是它对电力系统的同步运行稳定性和对用户的安全供电有严重影响，因而要求在规定的短时间内快速地断开故障，特别对于220kV及以上电压的电力网，为了满足在线路上任何一点发生相间故障都能快速地由两侧同时断开，需要采用线路纵联保护。

接地故障保护 反映线路接地故障的继电保护，因电力网接地方式不同而有很大差异。

(1) 有效接地系统的接地故障保护。在有效接地系统中发生单相或两相接地短路故障时，故障点将通过很大的故障电流；除了因电力系统三相不对称产生的极小不平衡值以外，在线路上将通过很大而在正常运行时不存在的零序电流。通过线路始端的零序电流，随故障点的远离而迅速降低；此外，发生接地故障时，跨过故障点与大地间的阻抗，除了弧光电阻外，还可能有数值很大的其他电阻（例如对树放电，在500kV线路上，这个电阻值实际可达300Ω）。由于以上原因，最为广泛采用的线路接地故障保护是阶段式的或反时限式的零序电流保护。它的优点是简单、快速、灵敏、可靠。主要用于保护接地故障的线路纵联保护，也是方向性零序电流纵联保护装置。各种接线方式的接地距离保护，在有的情况下也用作接地故障保护，它们在性能上各有特点，但对经过渡电阻的接地故障的保护能力都逊于零序电流保护，因而只能选作主保护而不能完全胜任接地故障后备保护的任务。

(2) 非有效接地系统的接地故障保护。在非有效接地系统中，如果采用中性点经高电阻接地方式，一般可以选用零序电流保护作为单相接地故障时的保护；在复杂网络中，必要时，可以选用灵敏的有功功率型接地方向继电器。对于电缆网络，一般也选用零序电流保护作为单相接地故障时的保护。唯有中性点不接地系统和经消弧线圈接地系统，当线路发生单相接地时，很难利用零序电流大小来区别是被保护线路发生了接地故障，或者其他线路发生了接地故障，或者是正常运行时通过的不平衡电流。为此，有的研究利用故障初始过程中暂态量的方向或故障暂态量中的谐波分量来构成单相接地故障保护，但效果都不理想。对于消弧线圈接地系统，一种常用的做法是，如果自动消弧不成功，在接地故障持续一定时间，例如10s后，在消弧线圈回路中投入一定数值的电阻，使故障线路通过10A左右的零序电流，利用灵敏的有功功率型接地方向继电器来检出故障线路。

不同电压等级电力网中线路继电保护的配置 概括为10～63kV配电网、次输电网、主输电网线路保护的配置。

10～63kV配电网线路继电保护的配置 10～63kV配电网多为单电源辐射形网络，最适于选用过电流保护方式，而最为普遍的是采用由单个继电器构成的反时限过电流保护。这种继电器的动作特点是动作时间与通入电流的大小成反时限特性，故障点越远，通入的故障电流越小，动作时间越长；反之，则越短。经过正确的整定选择，不难做到当下一级电力元件有故障时，有可靠的选择性；而当被保护线路故障时，有较短的动作时间。另一种电流保护方式是由多个电流元件和时间元件组成的阶段式定时限电流保护方式，按阶段式原则整定配合，以取得选择性。如果10～63kV配电网接成环状网络运行，需要部分地采用方向过电流保护方式才能满足选择性要求。在配电网的线路上，大多配置了一次性或多次性的三相重合闸装置。

次输电网线路继电保护的配置 次输电网是介于电力系统主输电网与配电网间的中间级电压网络，主要是指110kV电网，在某些情况下，220kV线路也可归于次输电网。这种输电网一般采用辐射形结构，特殊情况下也存在环形结构。对于单电源辐射形110kV线路，可装设阶段式相电流和零序电流保护，作为相间和接地故障的保护，如不能满足要求，则装设阶段式相间和接地距离保护，并辅之用于切除经大过渡电阻（高阻）接地故障的零序电流保护。双侧电源110kV线路，可装设阶段式相间和接地距离保护，以及可反应高阻接地故障的零序电流保护。110kV线路一般都配置有三相一次重合闸装置。220kV线路保护宜遵循加强主保护简化后备保护的基本原则，即配置双重化的全线速动主保护，同时每一套主保护配置带延时的相间和接地后备保护（包括相间和接地距离保护、零序电流保护）。

主输电网线路继电保护的配置 主输电网的特点是进行大容量功率传输，其网络结构复杂，接线及运行方式变化大。在这种网络中，为保证故障后的系统暂态稳定性，对故障切除时间有严格要求。这些线路应遵循主保护双重化的原则，即配置两套完整、独立的全线速动主保护，普遍以双重化的纵联保护作为线路的主保护，其故障切除时间为2.5～5.0个工频周期。后备保护除配置有传统的阶段式距离保护和零序电流保护外，还应增设断路器失灵保护作为近后备保护，以加快后备保护动作速度。

这些线路的重合闸配置，依电力网条件与传统使用习惯而异，有的电力网普遍采用单相重合闸，有的电力网普遍采用间隔时间约0.5s的快速三相重合闸或相间短路不重合的方式。自20世纪70年代初美国发生了因次同步谐振引起的大容量机组大轴损坏事故后，为了防止三相重合于故障时对机组安全和电网稳定运行的严重危害，单相重合闸方式得到了普遍重视和广泛应用。

在GB/T 14285—2006《继电保护和安全自动装置技术规程》中，对3kV及以上电压线路的继电保护配置有详尽的规定。

xianlu xingbo baohu

线路行波保护 (travelling wave protection system)

利用输电线短路产生的行波的故障特征构成判据的线路保护。输电线路发生短路时，将在故障点产生故障电压行波和故障电流行波，并沿线路在电网中传播，检测并利用行波

所包含的故障信息，可以构成线路行波保护。

原理 根据叠加原理，短路后的电压和电流可以分解成正常负荷分量和故障分量。初始的故障分量等于在故障点接入一个与该点故障前电压大小相等方向相反的电动势 $u_d(t)$，同时将系统电源电动势短路，在系统中产生的电压和电流。由于输电线具有分布参数，在故障点突然接入 $u_d(t)$ 将产生电压行波和电流行波，分别向线路两侧传送，电压行波和电流行波的比值为线路的波阻抗。此行波到达线路的任一端点后，由于参数突变将产生反射波，同样反射波抵达故障点也将再次反射形成第二个前行波，从而在故障点和线路任一端点间形成了一连串的前行波和反射波。在每一个前行波到达线路一端时将造成该点电压和电流的一个突变，这正是故障后电压和电流中高频暂态分量的根源。当故障发生在电压过峰值附近时，$u_d(t)$ 有很陡的波前，高频分量的幅值就很大，反之当故障发生在电压过零点附近时，高频分量幅值很小。

分类 分为行波距离保护、行波方向保护和行波差动保护。

行波距离保护 从故障后第一个前行波到达保护安装处起，以后每隔 2τ 时间，保护安装处将感受到一个冲击波，τ 为行波在保护安装处和故障点之间传输所需要的时间。由于行波的行进速度是已知的，接近光速，因此测量电压和电流波形两个相邻突变点之间的时间就可以推出故障距离，从而构成距离保护。

行波方向保护 假设保护安装处电流的正方向为由母线指向线路，则当故障点在正方向时，保护安装处感受到的第一个电压行波和电流行波的极性总是相反的。如果第一个电压行波是正极性的，这决定于故障发生时刻，则电流行波一定是反极性的，因为其行进方向由线路流向母线；如果第一个电压行波是负极性的，则电流行波将是正极性的。而当故障点在反方向时，由于第一个行波来自背后，情况正好相反，电压和电流第一个行波的极性必然相同。配合通信通道，就可以在两侧同时判为正方向时使保护动作。

行波差动保护 在具有微波通道时，可以实现长线路的电流差动式纵联保护，即将线路一侧的电流行波值通过微波通道传送到线路另一侧，从而构成差动保护。一般利用工频量的长线路电流差动保护的一个问题是，线路分布电容将产生一个可观的不平衡电流，而行波理论本身已计及线路分布电容，从而可以构成高灵敏度差动保护。

展望 行波保护，特别是行波距离和行波方向保护，是利用故障开始初期的行波所含的故障信息构成判据，因此比一般反映工频量的保护动作快，这是它理论上的主要优点。已研究出不同原理的行波保护样机，有的已在电力系统中试用。但是这一原理的实际应用在理论上和实践上都还有一些问题需要进一步研究解决。例如，迄今行波过程的数学分析仅在假设线路无损耗时才是正确的；再则电流、电压互感器及其二次电缆以及保护装置内部的滤波器都可能造成行波过程的失真；另外，电力系统在运行中由于雷击、操作等多种原因会产生各种脉冲型干扰，对于反映工频量的保护，可以方便地应用滤波器排除，而行波保护正是利用行波冲击构成判据的，因而区别和抑制干扰将是一个重要的新课题。总之，行波保护原理有许多可取之处，但还不能下结论它是否将最后得到广泛的工业应用。其前景是作为线路的一种快速辅助保护，因为它从原理上很难保证在各种实际可能的故障条件下可靠动作。

参考书目

葛耀中．新型继电保护和故障测距的原理与技术．2版．西安：西安交通大学出版社，2007.

xiaoxi zongxian

消息总线 (message bus) 为满足实时监控等特殊要求提供进程间消息传递支持的公共通信干线。消息总线具有高速实时的特点，主要用于对实时性要求高的场合。基于事件的消息总线提供进程间（计算机间和计算机内部）的信息传输支持，以接口函数的形式给各类应用提供消息的注册/撤销、发送、接收、订阅、发布等功能；支持基于用户数据报协议（user datagram protocol，UDP）和传输控制协议（transmission control protocol，TCP）两种实现方式，具有组播、广播和点到点传输形式，支持一对多、一对一的信息交换。针对电力调度的需求，支持快速传递遥测数据、开关变位、事故信号、控制指令等各类实时数据和事件；支持对多态数据的传输。

工作原理 通过基于共享内存的进程间通信和节点间的消息传输构成消息总线，完成消息的收发功能。上层应用通过调用消息总线提供的通用基本服务接口来使用消息总线。主要通过用户数据报协议、传输控制协议实现事件的发布/订阅。在同一节点内部，消息的传递基于共享内存。在不同节点之间消息的传递基于组播技术或点对点传送。组播是消息发布者将消息报文发布给同组的各个节点，接收节点的消息代理再通过共享内存等通信方式将消息传递到接收者。消息总线部署在各个发布/订阅的节点，消息总线提供报文重传机制，保证报文的有效传递。消息总线的内部实现机制和实现细节对系统中的各应用透明，应用进程通过接口函数加入到消息总线中。消息发送进程通过注册函数（messageInit）、发送消息函数（messageSend）、退出注册函数（messageExit）使用消息总线，消息接收进程通过注册函数、订阅函数（messageSubscribe）、接收消息函数（messageReceive）、退出注册函数使用消息总线。

技术特点 ①动态管理共享内存。在消息总线的共享内存中，为应用进程动态、独立地分配共享内存区域，并根据应用进程的不同数据量的使用需求，动态地为应用进程扩大在共享内存中的区域，使应用进程无扰动地使用消息总线。②利用用户数据报协议组播技术。在系统内实现一对多的消息传输，提供报文重传机制，保证报文的实时、有效传递。③消息总线的实现与系统平台中其他功能模块独立，不存在耦合关系。④消息总线为应用提供通用的接口原语，应用进程可不依赖静态配置信息，动态加入消息总线；消息按多态属性管理，不同态之间的消息独立。

xiaodianliu jiedi baohu

小电流接地保护 (protection for the neutral ineffectively grounded systems) 主要反应小电流接地（中性点不接地或经消弧线圈接地）系统单相接地故障的线路保护。中国配电网主要采用小电流接地方式，当发生单相接地故障时，故

障点的电流很小，且三相之间的线电压仍然对称，不影响对负荷的供电，因此在一般情况下，小电流接地系统发生单相接地故障后，允许继续运行 1～2h，以提高供电可靠性。但是在发生单相接地故障后，非故障相对地电压升高，很容易发生对地闪络，造成相间故障，或引起间歇弧光过电压。因此，要求小电流接地保护能正确选择故障线路，发出接地信号，以便采取措施消除故障。

小电流接地系统中单相接地故障选线方法主要有基于故障稳态分量的方法、基于故障暂态分量的方法和基于外加注入信号的方法等。

基于故障稳态分量的方法　利用单相接地故障产生的稳态工频或谐波信号进行故障选线的方法，包括零序电流群体比幅比相法、谐波法、零序电流有功分量法、零序无功功率方向法、残流增量法等。

当系统发生不稳定性故障，如间歇性接地故障，没有稳定的稳态信息，不利于正确选线；中性点经消弧线圈接地系统中稳态接地电流微弱，选线方法灵敏度较低。

基于故障暂态分量的方法　利用单相接地故障产生的暂态信号进行故障选线的方法，包括首半波法、暂态电流方向法、小波法和暂态能量法等。

小电流接地系统中发生单相接地故障时，故障暂态电流幅值是稳态对地电容电流的几倍到十几倍，并且不受消弧线圈影响。因此，利用暂态信号进行接地选线可以克服稳态量选线法受消弧线圈影响大，灵敏度较低的缺点。但暂态信号持续时间短，检测难度高。

基于外加注入信号的方法　在系统发生单相接地故障时，人为地向系统注入一特殊波形的电流信号，通过检测注入信号的路径和特征来实现故障选线。主要包括 S 信号注入法、脉冲信号注入法等。

基于外加注入信号的故障选线方法需要配置专用注入信号源和辅助检测装置，投资成本较高。同时，其选线可靠性受导线分布电容、接地电阻等因素的影响较大。

xiebo chaoliu jisuan

谐波潮流计算　(harmonic power flow calculation)

已知电力系统中谐波源分布及其特性、系统接线方式、参数和运行条件，确定系统中节点谐波电压和各支路谐波电流的计算。其结果用以判断电力网中谐波的状况（是否存在谐波谐振）及其产生的影响，如增加电气设备的发热和绝缘的损坏，引起继电保护和自动装置误动作，加大测量和计量仪表的误差以及对通信的干扰等。

特点　与通常的（基波）潮流计算相比，谐波潮流计算不需要迭代求解，但计算更复杂，模型误差也较大。

（1）谐波潮流计算涉及的谐波功率相对很小，一般计算只需针对电流和电压，因而各谐波源节点的注入是谐波电流而不是节点功率。由各节点注入电流求解谐波的网络方程，涉及线性代数方程组的求解，一次求解即可获得结果，不需要迭代求解。

（2）计算用的谐波网络参数和谐波次数有关；有的谐波源（如电力机车）三相是不对称的。因此谐波潮流计算比基波潮流计算复杂。

（3）谐波计算所需的数据，如系统各元件的频率特性和谐波参数、各谐波源的频谱特性尤其是相频特性等，往往难以获得足够准确的资料，因此谐波潮流计算的模型误差较大。

计算的一般步骤　①做基波潮流计算，求得系统各节点基波电压；②形成谐波节点导纳矩阵；③由节点基波电压和接于该点的谐波源特性求得节点注入谐波电流；④由节点谐波电流及谐波节点导纳矩阵求解谐波的网络方程，得出各节点谐波电压和各支路谐波电流。

谐波潮流计算数学模型　电力网谐波节点导纳矩阵和谐波源的数学描述构成了谐波潮流计算的基本数学模型。

谐波节点导纳矩阵　电力网络的一种谐波数学模型。它描述了网络在谐波作用下各节点的导纳值和支路连接状况，其形成方法原则上同基波导纳矩阵，但谐波作用下电网主要元件的等值电路有所不同，元件参数随谐波次数（h）发生变化，而且网络等值要考虑谐波的序特性。在三相对称的条件下各次谐波具有不同的相序特性：$h=3k$（$k=1, 2, \cdots$）为零序性谐波；$h=3k+1$ 为正序性谐波；$h=3k-1$ 为负序性谐波。应注意的是零序性网络还会因变压器绕组不同的接线方式和中性点接地方式而与正、负序性网络不同。

主要元件的谐波等值电路　主要有发电机、变压器、输电线路、负荷等主要元件的谐波等值电路。

发电机。其电动势基本上是纯正弦的，只存在于基波网络中。发电机无谐波电动势。在谐波网络中，谐波等值电路无源，如图 1 所示，则

$$X_{Gh}=hX_{G1} \quad (1)$$

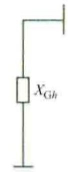


图 1　发电机的谐波等值电路

式中 X_{Gh} 为发电机的谐波电抗；X_{G1} 为发电机的基波负序或零序电抗，由该次谐波的序特性决定。当计算正序或负序性谐波的发电机谐波电抗时，X_{G1} 取发电机的基波负序电抗；当计算零序性谐波的发电机谐波电抗时，X_{G1} 取发电机的基波零序电抗。

一般发电机的阻抗可以近似为纯电抗，如为了提高计算准确度需要计及损耗时，可以按其阻抗角为 85°估计。

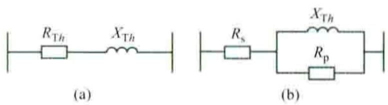


图 2　变压器谐波等值电路
(a) 简化等值电路；(b) CIGRE 建议的等值电路

变压器。变压器的谐波等值电路如图 2 所示。图 2（a）为简化等值电路，其中

$$Z_{Th}=R_{Th}+jX_{Th}=\sqrt{h}R_{T1}+jhX_{T1} \quad (2)$$

式中 R_{T1}、X_{T1} 分别为变压器的基波等值电阻和相应的序电抗。

图 2（b）为国际大电网会议（International Council on large Electric Systems; Conseil International des Grands Réseaux Electriques，CIGRE）36-05 工作组建议的等值电路。图中 X_{Th} 含义同式 2（a），R_s 和 R_p 的电阻值分别按下式选取

$$90<\frac{U_N^2}{S_N R_s}<110 \quad (3)$$

$$13<\frac{S_N R_p}{U_N^2}<30 \quad (4)$$

式中 U_N、S_N 分别为变压器额定电压和额定容量。

图 2 等值电路两端分别连接变压器两端网络，变压器变比可以认为与基波时相同，但对于零序性谐波网，需要按变压器接线和中性点接地方式，可能是与变压器两侧网络相连，也可能是其中之一从网络断开并与中线（地）相连，据此选用相应的零序电抗值。

当外加电压过高时，变压器铁芯因饱和产生的谐波，在谐波计算中应单独作为谐波源对待。

输电线路。在谐波作用下，线路参数的分布特性比基波时要显著，一般用双曲函数计算其等值电路，如图 3 所示。参数计算式为

$$Z_{1h} = Z_{Ch}\,\mathrm{sh}\,\gamma_h l \tag{5}$$

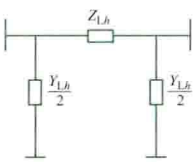


图 3　输电线路的谐波等值电路

$$Y_{1h} = 2\frac{\mathrm{ch}\gamma_h l - 1}{Z_{Ch}\,\mathrm{sh}\gamma_h l} \tag{6}$$

式中 Z_{Ch}、γ_h 分别为 h 次谐波时线路的特征阻抗和传播常数；l 为线路长度，km。

Z_{Ch} 和 γ_h 可由下两式求得

$$Z_{Ch} = \sqrt{z_{0h}/y_{0h}} \tag{7}$$

$$\gamma_h = \beta_h + \mathrm{j}\alpha_h = \sqrt{z_{0h}y_{0h}} \tag{8}$$

式中 z_{0h}、y_{0h} 分别为 h 次谐波的线路单位长度阻抗和导纳（线路的电导一般可以忽略）。

负荷。除谐波源外的其余负荷（包括谐波源的基波负荷），可以选用三种负荷谐波等值电路，如图 4 所示。其中

$$R = U^2/P_1 \tag{9}$$

$$X = hX_1 \tag{10}$$

$$X_s = 0.073hR \tag{11}$$

$$X_p = hR\Big/\left(6.7\times\frac{Q_1}{P_1} - 0.74\right) \tag{12}$$

以上各式中 P_1、Q_1 分别为负荷在基波时未经补偿的有功功率和无功功率；X_1 按负荷中所含有的电动机的负序电抗估计。

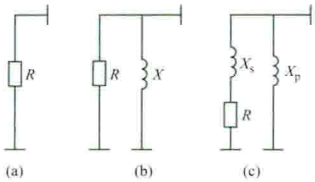


图 4　负荷的谐波等值电路

(a) 单独支路；(b) 电阻、电抗支路；(c) 电阻与电抗混联支路

谐波源特性　电力系统中主要的谐波源为各种变流、调压、调速的电力电子设备，电力机车、电弧炉以及家用电器等。在系统负荷低谷期间或因运行方式造成电压水平较高时，电力变压器因铁芯饱和产生的谐波（励磁电流）有时影响也较大。各种谐波源产生的谐波电流（幅频特性和相频特性，特征的谐波频率等）有不同的特点，且主要取决于外加电压和运行工况，与外电路的阻抗关系不大，因此可将这些谐波源看作内阻抗为无穷大的电流源（对于电弧炉，其工作电流和外电路阻抗密切相关，但工程上利用串联电抗器和电弧炉变压器分接头的调节来控制其电流在一定范围内，因此也可以作为电流源处理）。电力系统节点的电压谐波总畸变率（total harmonic distortion，THD）一般小于 5%，在确定谐波源的电流时，运行工况选定后通常只考虑外加基波电压的作用。只是对个别谐波电压较大（例如大于 10%），尤其是接近谐振状态的节点，才需要专门分析谐波电压对谐波电流的影响。因此由基波潮流计算确定的节点电压，根据谐波源特性，一般就可以直接用来求注入节点的谐波电流。例如三相可控桥式整流电路（见图 5），其交流侧 a 相谐波电流复数表达式为

$$\underline{I}_h = \mathrm{j}\frac{\sqrt{3}U}{\pi X_s}\sin\frac{h\pi}{3}\mathrm{e}^{-\mathrm{j}\frac{h\pi}{2}}\left[\frac{1}{h(h-1)}\times\left(\mathrm{e}^{-\mathrm{j}(h-1)(\alpha+\gamma)} - \mathrm{e}^{-\mathrm{j}(h-1)\alpha}\right) - \frac{1}{h(h+1)}\times\left(\mathrm{e}^{-\mathrm{j}(h-1)(\alpha+\gamma)} - \mathrm{e}^{-\mathrm{j}(h+1)\alpha}\right)\right] \tag{13}$$

式中 U 为基波相电压；X_s 为换相电抗值；α 为控制角；γ 为换相角。

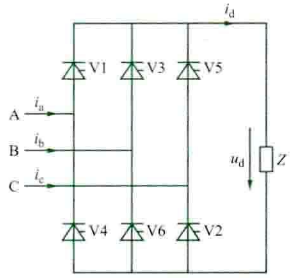


图 5　三相全控桥式整流电路原理接线

式（13）中的 α、γ 取决于装置的工况，计算时可以预先取定，U 由基波潮流计算确定，则 $\underline{I}_h$ 即可求出。应注意，计算时还应将它换算到潮流计算中的公共基准才能应用。如已求得该节点基波电压为 $U_1\mathrm{e}^{\mathrm{j}\theta_1}$，由式（13）求得 $\underline{I}_h = I_h\mathrm{e}^{\mathrm{j}\theta_h}$，则该节点 h 次谐波注入电流为 $-I_h\mathrm{e}^{\mathrm{j}(\theta_h+h\theta_1)}$。

谐波潮流计算方法　三相对称系统的谐波潮流计算，可在获得网络谐波节点导纳矩阵 $\boldsymbol{Y}_h$ 和各节点相应的注入谐波电流向量 $\boldsymbol{I}_h$ 后，由网络方程直接求解各节点谐波电压向量 $\boldsymbol{U}_h$，即

$$\boldsymbol{I}_h = \boldsymbol{Y}_h\boldsymbol{U}_h \tag{14}$$

式中向量 $\boldsymbol{I}_h$ 中非零元素只有各谐波源的 h 次谐波注入电流，非谐波源节点注入电流均为零，与这些节点连接的元件都以其等值导纳的形式并入导纳矩阵中。由 $\boldsymbol{U}_h$ 和各支路阻抗，即可求出支路谐波电流。

三相不对称系统谐波潮流计算也是先形成网络的谐波节点导纳矩阵，再由谐波注入电流求解谐波网络方程。可以用相分量法或序分量法计算。采用相分量法时，系统各参数都是以相参数表示。各元件参数为 3×3 的子矩阵，其中对角元素为各相的自导纳，非对角元素是各相间的互导纳；节点电压、注入电流均为三元素的子列向量，其中各元素为各相应相分量的复量。采用序分量法时，各量均以序参数表示，元件的参数也是 3×3 子矩阵，其对角元素为各相应序分量的复量。两种方法各有特点：相分量法直观，但元件参数往往难以直接取得，且矩阵稀疏性差；序分量法直观性差，参数较易取得，且矩阵稀疏性好，用分序计算时，还能使计算方程数大为减少。不论采用哪种算法，导纳矩阵的阶数比对称时大为增加，从而使计算工作量和复杂性相应加大。

以上所述的计算均为确定性的潮流计算，只可能对有限种选定的工况进行分析。从 20 世纪 70 年代以来随机潮流计算及其应用研究已引起关注。由于谐波源的多样性和工况变化的随机性，将概率方法应用于谐波潮流分析将比用于基波潮流更有意义。采用随机潮流算法，可以由给定节点的谐波电流、网络接线等数据的概率特性，求出所需节点和支路的谐波概率统计特性，从而获得更完备的谐波信息。

参考书目

吴竞昌．供电系统谐波．北京：中国电力出版社，1998．

德拉罗萨．电力系统谐波．赵琰，孙秋野，译．北京：机械工业出版社，2009．

xinnengyuan fadian

新能源发电 (new energy power generation) 主要指风能、太阳能、海洋能、地热能、生物质能等可再生能源发电及燃料电池等新型发电方式。新能源与常规能源相比的优势是地域分布广、资源蕴藏量大，但是大部分新能源存在资源分散、能量密度低等问题。不同种类的新能源发电发展程度不同，风能、太阳能发展较快，已进入产业化阶段。新能源发电的主要研究方向是如何降低发电成本并保障安全可靠运行。

风力发电 通过风力发电机组将风能转换成电能的发电方式，是风能资源利用的基本形式。

自从1890年丹麦政府制定了风力发电计划以来，经过一个多世纪的发展，风力发电技术逐步成熟并被广泛推广。到2012年底，世界风电累计并网装机容量达到2.82亿kW。风力发电机组的单机容量不断增大，世界单机装机容量最大的风力发电机装机容量达7.5MW，位于德国。

风力发电模式主要包括独立运行系统和并网运行系统两大类。独立运行系统通常是一台小型风电机组向一户或几户提供电力，采用蓄电池作为储能设备，保证无风时也能用电。风力发电机组也可与其他能源发电机组互补运行，包括柴油机发电等，可以节省其他机组的燃料，同时通过调节其他发电机组的出力弥补风力发电的不足之处。并网运行系统安装在有电网并且风能资源丰富的地区，每个风场安装几十台甚至几百台风电机组，是风力发电的主要形式。由于风能的不均匀性，使得风电机组的电压控制、频率控制和储能等成为很大的技术难题，特别是储能问题，随着机组容量的增大显得尤为突出。风电机组与电力系统并网运行，则能较好地解决这些问题，也对风电机组提出了一系列新的要求。风电机组并入的电网，可以是由火力发电机组、水力发电机组等单独或相联合组成的区域性独立电网，即中国所称的“小电网”；也可以是公用电网，即中国所称的“大电网”。

太阳能发电 通过水或其他介质及装置将太阳辐射能转换为电能的发电方式。(见《综合卷》太阳能资源)

最早的太阳能热电站于1878年在法国巴黎建成，是一个小型聚焦太阳能热动力系统。中国在20世纪70年代末开始对太阳能热发电展开应用研究，并取得了一系列成果。截至2012年，中国在建太阳能发电项目总规模已超过300万kW。

太阳能发电主要有太阳能光伏发电和太阳能热发电两种基本方式。前者通过光电器件将太阳光直接转换为电能；后者是先将太阳辐射能转换为热能，然后再按照某种发电方式将热能转换为电能。太阳能光伏发电包括光生伏打电池和光化学电池两种类型。光生伏打电池，即通常所说的太阳能电池，它一般由具有扩散结类型的半导体所制成，产生的是物理电流，只起能量转换作用，不发生化学变化；光化学电池，又叫液结电池，是由两个浸入电解液的电极组成，当光照射电极时，器件便产生电动势。但这种电池尚在研究探索中，距实际应用还有相当距离。太阳能热发电包括太阳能热动力发电和太阳能热电直接转换两种类型。太阳能热动力发电，是采用反射镜把阳光聚焦起来加热水或其他介质，使之产生蒸汽以推动涡轮机等热力发动机，再带动发电机发电。也就是说，先把热能转换成机械能，然后再把机械能转换成为电能。太阳能热电直接转换，即把热能直接转换成电能，包括利用温差发电（热电耦）、热离子发电、热电子发电、磁流体发电等原理，将聚焦的太阳热直接转换成电能。

2012年12月5日，亚洲最大的山地并网光伏电站——华电云南维的并网光伏电站（见图）实现首批1万kW太阳能电池方阵并网发电一次成功。



华电云南维的并网光伏电站（中国华电集团公司 提供）

太阳能发电的优点有：太阳能量巨大，每秒照射到地表的能量高达173 000TW，相当于500万t煤；太阳能没有地域的限制，可直接开发和利用，无须开采和运输；开发利用太阳能不会污染环境，是最清洁的能源之一，同时也是取之不尽、用之不竭的新能源。太阳能发电的不足之处有：太阳能流密度较低，昼夜辐射能量相差较大。由于受到昼夜、季节、地理纬度和海拔等自然条件的限制以及气象等随机因素的影响，到达某一地面的太阳辐照度是间断和不稳定的。太阳能利用装置效率偏低，成本较高。上述优点使太阳能成为连续、稳定的可替代能源，要解决太阳能的不足，研究较多的是把太阳能集中储存起来，然后进行能源的再次分配。关于太阳能的储存还存在一定的技术困难，且蓄能装置自身也会引入各种污染源。

海洋能发电 包括潮汐能发电、波浪能发电、温差能发电、海流能发电、盐差能发电等。(见《综合卷》海洋能源资源)

潮汐能发电 在潮差大的海湾入口或河口筑坝构成水库，利用堤坝两侧潮汐涨落的水位差驱动安装在坝内或坝侧的水轮发电机组的发电方式。海水在月球和太阳等天体的吸引力作用下所产生的周期性的涨落现象称为潮汐。潮汐电站上下游水位差很小，一般在10m以内，因此对电站拦水坝和其他建筑物的结构要求相对较低，建设容易；同时，电站所需的费用主要是初始工程投资，潮汐不用花钱，而且可以大量稳定地自动供应，只需少量人员管理即可，所以发电成本低廉。

波浪能发电 水在风和重力作用下产生的波浪能作为动力源的一种发电方式。波浪中海浪的起伏最大，产生的能量也最大。海浪的能量与波浪的高度的平方成正比。据估计，世界海洋波浪能的蕴藏量约为700亿kW，每年发电可达90万亿kW·h。海洋波浪属于低品位能源，波浪的幅度、频率、运动方向不断变化，产生能量不稳定。以波浪为动力的

装置一般需要具备能够增大与波浪高度有关的水位差、对波浪的幅度和频率有广泛的适应性的特点。

1799年，第一个波浪能转换装置的专利在法国巴黎发表。1910年法国学者第一次进行了波浪能发电的试验。20世纪60年代，小型波浪能发电装置问世，主要为灯塔、航标灯等设施供电。1985年，挪威建成了两座装机容量分别为500kW和350kW的波浪能发电站。日本于1978年建成总输出功率达1250kW的船型波浪发电装置。中国的波浪发电方式已用于小型航标灯用波浪发电等方面。

温差能发电　将海洋吸收的太阳能转换为机械能，再把机械能转换为电能的发电方式。原理是利用海洋表层海水（25～28℃）和500～1000m深处的海水（4～7℃）的温差使冷、热海水间形成热力循环进行发电。

温差能发电的概念是由法国人达松伐耳（D'Arsonval）在1881年提出的，1926年达松伐耳的学生克劳德（Claude）成功实现了温差和电能之间的转换，1930年古巴建成了功率为22kW的海水温差发电试验装置。20世纪60年代，美国开始研究温差能的应用，并于1979年在夏威夷西部海岸建立一座额定功率为50kW、净输出功率为15kW的闭式循环发电系统，这是世界上首次从海洋温差能中获得具有实际意义的电力。日本的海洋温差能发电的研究也处于领先地位，并拥有三座海洋温差试验电站。中国南海地处北回归线以南，表层海水水温全年在25℃以上，500～800m以下的海水水温在5℃以下，蕴藏着丰富的潜在海洋温差资源。20世纪80年代，中国开始在广州、青岛、天津等地开展海洋温差发电的研究。

海流能发电　利用海流的冲击力，将海水动能转换为水轮机机械能，驱动发电机的发电方式。海流能的特点是流速、流向随时间有很大变动，因此选择能够保持长时间流速恒定的海域安装海流能发电设备是利用海流能的关键因素。海流能发电站有花环式、降落伞式等方案。日本做过漂浮式海流发电装置，中国在舟山群岛做过“水下风车”式试验。海流发电不受洪水和枯水等水文因素的影响，比较稳定。

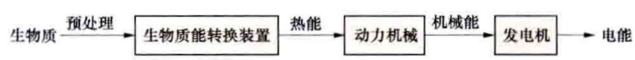
盐差能发电　将江河淡水与海洋咸水交汇处产生的物理化学能转换成渗透压、蒸汽压差和机械转动等形式，再转化成电能的发电方式。盐差能发电是美国人在1939年首先提出来的，1973年以色列科学家洛布在亚洲西部的死海和约旦河交汇的地方展开试验工作，取得了令人满意的效果。随后，美国、瑞典、日本等国相继开始了这方面的研究。中国于1979年开始开展海洋盐差能发电的研究。截至2011年，只有以色列建立了一座1.5kW的盐差能发电装置，实用性的盐差能发电站还未问世，但已经具备建立3万kW级发电站的能力。

地热发电　利用地下热水和蒸汽为动力源的发电技术。基本原理是将地热能转换为机械能，然后将机械能转变为电能。地热发电方式分为蒸汽发电、地热双循环发电、地热全流发电和干热岩发电等。开发利用主要以前两种为主。地热蒸汽发电分为地热干蒸汽发电和地热湿蒸汽发电两种。地热干蒸汽发电是直接利用地热干蒸汽驱动汽轮机工作的发电方式。这种发电方式主要用于高温蒸汽热田。地热湿蒸汽发电是利用地热水或湿蒸汽经闪蒸器或汽水分离器分离出的饱和蒸汽驱动汽轮机工作的发电方式。分为单级闪蒸和多级闪蒸两种发电方式。地热双循环发电是利用地热水加热某种低沸点工质，产生工质蒸汽，驱动汽轮机工作的发电方式，又称双工质发电或中间介质发电。地热全流发电是将来自生产井的地热流体（不论是热水或湿蒸汽）全部进入膨胀机做功的发电方式之一。从生产井出来的地热流体压力大于大气压时，采用这种方式。干热岩发电是利用干热岩地热资源发电。采用人工方法在不含水的地下高热岩体中造出裂隙系统，通过压入冷水经循环产出蒸汽或热水进行地热发电的技术。

地热发电一般不需燃料，建厂投资、发电成本较低，设备的利用时间长，不受季节和天气变化影响，发电稳定，可以大大减少环境的污染等。20世纪70年代初期，世界兴起了地热发电的热潮。据截至2010年的统计，世界上约有32个国家先后建立了地热发电站，总容量已超过800万kW，其中美国有281.7万kW，意大利有151.8万kW，日本有89.5万kW，新西兰有75.5万kW，中国有3.08万kW。中国对地热发电的研究工作起步较晚。最早的地热发电是在广东省丰顺县邓屋，利用92℃地下热水（中温地热）发电成功。当时首次试验成功为86kW装机容量，之后完善为300kW装机容量。随后相继建成江西温场、山东招远等11座地热试验电站。截至2012年，西藏羊八井地热电站是中国最大的地热电站，装机容量为26 180kW。

生物质发电　将生物质的化学能变换成电能的技术。发电方式包括农林生物质直燃发电、生物质气化发电、垃圾焚烧发电、沼气发电、垃圾填埋气发电和生物质燃料电池发电。除生物质燃料电池发电是将生物质中的化学能直接转化为电能外，其他生物质发电方式是将生物质中的化学能依次转化为热能、机械能，最后转化为电能。（见《综合卷》生物质能资源）

生物质发电系统　包括生物质能转换装置、动力机械与发电机以及附属装置。生物质发电系统工艺流程如图所示。



生物质发电系统工艺流程

发展概况　20世纪70年代石油危机爆发后，各国开始研究新能源发电技术，一些国家如丹麦开始大力推行生物质发电，新建热电联产项目都以生物质为燃料，还将许多燃煤热电厂改建为生物质热电联产项目。2002年以后，生物质发电技术在全球迅速发展。到2005年底，全球生物质发电装机容量约5000万kW，主要集中在北欧和美国。此后，欧洲国家、美国、中国、印度和其他一些发展中国家的生物质用于发电的比例显著提高。2011年底，世界生物质发电装机容量达到7200万kW。

中国早期的生物质发电项目主要是自主研制的蔗渣锅炉燃烧发电，以及利用木屑、稻壳的气化发电和一些小型的沼气发电。垃圾发电引进国外先进技术和设备在经济发达城市首先推广应用。自中国第一个垃圾焚烧发电厂——深圳市市政环卫综合处理厂于1988年在深圳投入运行后，中国已基本具备制造垃圾焚烧发电设备的能力。到2005年底，中国生物质发电装机容量为200万kW，其中蔗渣发电装机容量170万kW，垃圾发电装机容量20万kW，其余为稻壳等农林废弃物气化发电和沼气发电等。2006年《中华人民共和

国可再生能源法》实施后，中国生物质发电产业迅速发展，主要是引进、消化和吸收欧洲秸秆直接燃烧发电技术，同时自主研发生物质气化发电、沼气发电等技术。截至2012年底，中国生物质发电累计核准容量达8781MW，其中并网容量5879MW，在建容量2902MW。

燃料电池 一种以电化学反应方式将存储在燃料和氧化剂中的化学能直接转换成电能的发电装置。燃料电池工作原理和其他电化学电池相同，燃料电池由正极、负极和电解质隔膜构成。以应用较多的氢为燃料的燃料电池为例，其基本原理是电解水的逆反应。将氢气和氧气分别供给正极和负极。在正极，氢在铂一类的贵金属催化作用下析出电子，这些电子经外部负载到达负极，而失去电子的氢离子经过电解质到达负极，在负极处会与氧离子结合生成水，作为副产品排出。

燃料电池兴起于20世纪60年代，具有效率高、污染低、建厂时间短、选址条件宽等优势。燃料电池等温地按电化学方式直接将化学能转化为电能，不经过热机过程，因此不受卡诺循环的限制。卡诺循环（Carnot cycle）是由法国工程师S. 卡诺（S. Carnot，1796—1832）于1824年提出的，由两个可逆的等温过程和两个可逆的绝热过程所组成的理想循环，以分析热机的工作过程。卡诺循环包括等温膨胀、绝热膨胀、等温压缩、绝热压缩四个步骤。理论上可在接近100%的热效率下运行。实际运行的各种燃料电池总的转换效率可达到45%～60%，包括考虑排热利用可达80%以上等；燃料电池发电清洁、安全，几乎不排放氮氧化物和硫氧化物，可以比常规发电厂少排放40%以上的二氧化碳；燃料电池装置不含或含有很少的运动部件，可靠性高，维修量小，噪声低，是一种很有发展前途的能源动力装置。20世纪70年代以来，美国、日本、中国等许多国家都将大型燃料电池的开发作为重点研究项目。



新能源发电展望 部分新能源发电技术已经取得了长足的发展，并在世界许多国家和地区进入了规模化发展阶段。太阳能、风能以及地热能等的利用技术已经得到了广泛应用。国际能源署对2000～2030年国际电力需求进行了研究，预测到2030年，可再生能源的成本将大幅度下降，从而增加其影响力。非化石能源将逐步成为主要能源，新能源占发电能源的比重将由4%提高到8%。中国高度重视可再生能源的研究与开发，于2006年颁布实施了《中华人民共和国可再生能源法》，并制定了新能源和可再生能源产业发展规划，重点发展太阳能光热利用、风力发电、生物质能高效利用和地热能的利用。

参考书目

刘琳．新能源．沈阳：东北大学出版社，2009.

李全林．新能源与可再生能源．南京：东南大学出版社，2008.

xindaoji

信道机 (radio system transceiver)

在无线电通信系统中，将群路基带信号转变成射频信号的发射机和从天馈线系统接收射频信号并复原为群路基带信号的接收机的组合设备。信道机可根据用途、工作频段和通信方式等进行分类，如电视信道机、广播信道机、数字微波信道机、模拟微波信道机、卫星通信信道机等。

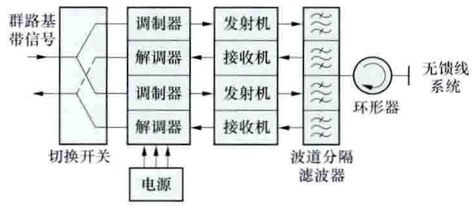
工作原理及构成 信道机中的接收机通常都采用外差原理，而发射机可采用外差式和直接调制（无中频）射频的方式。

电力系统数字微波信道机大多采用四相差分相移键控调制-同步相干解调方式，模拟微波信道机均采用调频方式。

信道机一般由微波分隔滤波器、放大器（包括中频放大、射频放大、低噪声放大、功率放大）、混频器、本地信号源、调制解调器、主备信道设备自动切换开关、控制电路、告警电路、公务通道插入电路和电源组成。

现代通信设备中，一般采用积木式结构，以便单元电路灵活搭配。例如构成上/下话路的外差式微波中继站时，信道机架就不包括调制解调器单元。

为了提高主干电路的可靠性，电力系统数字微波信道机都采用1∶1热备用方式，其中主备信道自动切换开关单元中设有旁路通道，以备该单元故障检修时不中断电路。图中所示为微波终端站信道机1∶1热备用系统构成。



微波终端站信道机1∶1热备用系统构成示意图

技术规范 信道机的主要技术性能规范为：①工作频段及波道频率安排。②传输容量。③中继方式。④调制解调方式。⑤公务信道数量与插入方式。⑥信道主备用方式和自动切换方式。⑦波道分隔滤波器插入损耗。⑧发射机输出功率及偏差范围。⑨接收机噪声系数。⑩收发信机本振频率及其稳定度。⑪自动增益范围。⑫中频频率及入口电平。⑬接收机门限电平。⑭与多路复用终端设备的接口条件。⑮供电电压及耗电功率。⑯工作环境温度与湿度。

xinhao jidianqi

信号继电器 (signal relay)

为某些装置或器件所处的状态给出明显信号（声、光、牌等）的一种保护继电器。它一般具有就地显示、手动复归的信号牌或灯光信号，还可以输出手动复归的触点信号和电脉冲信号，以起动发电厂、变电站中央音响回路，并向事件顺序记录仪提供动作信息。它有电磁型、晶体管型等结构形式。

信号继电器是继电保护装置和电气自动装置中的记录元件，是评价继电保护装置和电气自动装置动作的基本依据。随着电力系统自动记录设备的现代化，它的功能将逐渐为综合式的故障记录设备所取代。

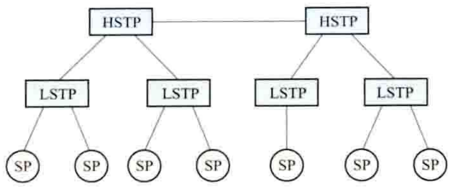
xinlingwang

信令网 (signaling network)

用于信令传输与处理的支撑网络。信令网采用共路信令，由信令终端设备和共

路信令链路组成。信令网主要用于通信设备之间传送占用、释放、设备忙闲状态、被叫用户号码等控制信号。

组成 如图所示，信令网一般由信令点（signalling point，SP），信令转接点（signalling transfer point，STP）和信令链路组成。信令点是产生信令的源头或归宿（即接收点或目的地），它可以是各种交换局或其他特种服务中心（管理维护中心、业务控制点），其任务是将产生的信令传至通向目的地的一条信令链路，或将一条信令链路上接收下来的信令传送给本信令点的相应使用者。信令转接点具有将信令从一条信令链路转送到另一条信令链路的功能。信令链路由信令数据链路和数据链路控制功能组成，用来完成信令的传送。



三级信令网结构图

SP—信令点；LSTP—低级信令转接点；HSTP—高级信令转接点

分类 信令网可分为不含 STP 的无级信令网和含有 STP 的分级信令网。无级信令网信令点间都采用直连方式工作，又称直连信令网，其信令链路呈网状网结构，优点是路由多、时延短，但是当信令点较多时，在容量和经济性上不能满足实际需求。分级信令网信令点间采用准直连方式工作，又称非直连信令网，一般有二级信令网和三级信令网两种。信令网分级主要取决于信令网所能容纳的信令点数量以及 STP 的容量两个因素。

性能指标 衡量信令网性能的指标主要有不可用性和时延等。国际电信联盟电信标准化部（International Telecommunication Union Telecommunication Standardization Sector，ITU-T）Q. 709 建议基于假想参考模型给出了有关不可用性、时延的指标，如信令路由的不可用性应不超过 1.9×10^{-5}，相当于一年间两个信令点间的路由中断时间不超过 10min。

发展展望 在相当长的一段时间之内传统信令网将继续为时分复用（time division multiplexing，TDM）方式的传统业务提供可靠支撑。同时，采用 IP 承载的信令网也会因为新业务开展需求、承载网络 IP 化、IP 网络 QoS 的完善而出现，新一代信令（如 SIP 等）将会逐渐占据信令业务的主流，传统的信令网将向新一代信令网络演进。

参考书目

桂海源，张碧玲．信令系统．北京：北京邮电大学出版社，2008.

xinxi anquan

信息安全 （information security） 使信息网络的硬件、软件及其系统中的数据受到保护，不受偶然的或者恶意的原因而遭到破坏、更改、泄露，系统连续可靠正常地运行，信息服务不中断的技术。主要保证信息的保密性、完整性、可用性、可控性和不可否认性。①保密性，指阻止非授权的主体阅读信息。②完整性，指防止信息被未经授权的篡改。③可用性，指授权主体在需要信息时能及时得到服务。④可控性，指对信息和信息系统实施安全监控管理，防止非法利用信息和信息系统。⑤不可否认性，指在网络环境中，信息交换的双方不能否认其在交换过程中发送信息或接收信息的行为。

国际标准化组织（international standard organization，ISO）基于开放系统互连（open system interconnect，OSI）参考模型的信息安全体系结构，定义了五类安全服务、八种安全机制和相应的安全管理标准。五类安全服务包括认证（鉴别）服务、访问控制服务、数据保密性服务、数据完整性服务和抗否认性服务。八种安全机制包括加密机制、数字签名机制、访问控制机制、数据完整性机制、认证机制、业务流填充机制、路由控制机制和公正机制。

中国陆续出台了一些信息安全方面的法律法规，如 1994 年颁布的《计算机信息系统安全保护条例》，1997 年修改《中华人民共和国刑法》后，专门在第 285 条和第 286 条分别规定了非法入侵计算机信息系统罪和破坏计算机信息系统罪等。

信息安全技术包括信息保密技术、信息隐藏技术、消息认证技术、密钥管理技术、数字签名技术、物理安全、操作系统安全、网络协议安全、应用层安全技术、防网络攻击技术、网络防御技术、反病毒技术。

信息保密技术 采用密码技术（关于信息加密和密文解密的技术），在信息传送之前通过加密信息来保证传送过程中信息的保密，信息接收后通过解密密文还原信息保证接收方的正常使用。

信息隐藏技术 信息隐藏是将秘密信息隐藏在另一非机密的载体信息中，通过公共信道进行传递。秘密信息被隐藏后，攻击者无法判断载体信息中是否隐藏了密码信息，也无法从载体信息中提取或去除所隐藏的秘密信息。信息隐藏主要研究信息隐藏算法、数字水印、隐通道技术和匿名通信技术等。

消息认证技术 消息认证指对消息的真实性和完整性验证，常用方法有 Hash 函数、消息认证码、MD5（message digest algorithm 5）算法、SHA-1（secure hash algorithm-1）算法等。

密钥管理技术 信息的保密取决于密钥的保密和安全，密钥管理负责密钥从产生到最终销毁的全过程，包括密钥的生成、存储、分配、使用、备份/恢复、更新、撤销和销毁等。

数字签名技术 数字签名可以解决电子数据的篡改、冒充、伪造和否认等问题。数字签名方案有 RSA（由 Ron Rivest、Adi Shamirh 和 LenAdleman 开发的。RSA 取名来自三位开发者的名字。RSA 是最有影响力的公钥加密算法）数字签名、DSA（digital signature algorithm）数字签名和 Schnorr 数字签名等。

物理安全 物理安全针对计算机网络的硬件设施，包括环境安全、设备安全和媒体安全三个方面。

操作系统安全 一般来说操作系统本身存在很多安全漏洞，针对具体版本的目标系统以及系统设置可以采用具体的漏洞解决方法。

网络协议安全 被广泛应用的 TCP/IP（transmission control protocol/internet protocol）协议在最初设计时没有考虑安全性问题，因此建立在其基础上的 Internet 网络的安全

架构需要补充安全协议来实现，如应用层的 S-HTTP（secure hypertext transfer protocol）、PGP（pretty good privacy），传输层的 SSL（secure sockets layer）、TLS（transport layer security），网络层的 IPS（internet protocol security）以及网络接口层的 PPTP（point to point tunneling protocol）、L2TP（layer 2 tunneling protocol）等。

应用层安全技术　应用系统的安全技术指在应用层面上解决信息交换的机密性和完整性，防止在信息交换过程中数据被非法窃听和篡改的技术，如 Web 安全技术、电子邮件安全技术、身份认证。

防网络攻击技术　网络攻击分为信息收集、攻击实施、隐身巩固三个阶段，黑客在网络攻击时的三个阶段都会采用一系列的技术或手段，熟知黑客攻击的一般过程，有的放矢地做好准备，能弥补系统设计的缺陷，确保网络系统安全、可靠运行。

网络防御技术　分为被动防御和主动防御。被动防御是基于特定特征的、静态的、被动式的防御技术，主要有防火墙、漏洞扫描、入侵检测和病毒扫描技术等。主动防御是基于自学习和预测技术的防御技术，主要有入侵防御、计算机取证、蜜罐和网络自生存技术等。防火墙是隔离在本地网络与外界网络之间的一道防御系统。入侵检测技术是通过对计算机网络或计算机系统中的若干关键点收集信息并对其分析，从中发现网络或系统中是否有违反安全策略的行为和被攻击的迹象的技术。蜜罐则是一种资源，它的价值是被攻击或攻陷，即用特有的特征吸引攻击者，同时对攻击者的各种攻击行为分析并找到有效的应对办法。

反病毒技术　计算机病毒是一段附着在其他程序上的可以实现自我繁殖的程序代码，具有传染性、破坏性、隐蔽性、潜伏性与可触发性、诱惑欺骗性等特性。反病毒技术一般有特征扫描、启发式分析、完整性验证、虚拟机、沙箱、计算机免疫、动态陷阱、软件模拟、数据挖掘、预先扫描和安全操作系统技术等。沙箱是一个观察计算机病毒的重要环境，用于为一些来源不可信、具备破坏力或无法判定程序意图的程序提供试验环境，沙箱中的所有改动对操作系统不会造成任何损失。

xinxi jicheng

信息集成　（information integration）　对分散的系统和用户的信息采用统一的标准、规范和编码，对业务数据进行再集中、再分析、再处理，产生统一数据形式且具有共享价值信息的过程。标准化是信息集成的基础，集成平台是信息集成的有力工具。

对信息集成功能上的要求：①提供高效、安全的网络、通信环境。②方便、灵活地集成新系统和原有系统，并实现系统间的互操作。③在不同系统之间传递数据，并保证数据的完整性和一致性。④对企业产品生命周期内的各类信息实现统一管理，并使它们为企业及企业各部门所共享。⑤提供对各类信息的访问接口。

方式　信息集成主要有：①通过开发一对一的专用集成接口实现不同系统之间的信息交换与集成，这种方式适用于应用系统数量少且功能相对固定的情况。②通过建立数据共享资源池的方式实现不同应用系统间的数据共享。数据共享资源池是独立于具体应用系统的公共数据汇集地，可通过将需要共享的信息从每个应用系统的数据库中抽取到一个共享的公共数据库中，也可以采用联邦式的方法使用多个数据库实现信息共享。这种方式需要定义共享信息模型，其特点是通过单一的预定义的服务接口方式访问各类应用数据库，而无须改变源数据和应用系统。③使用集成平台提供中间件的方式进行信息共享。这种方式可以实现应用系统对数据的透明访问，解决应用系统对于操作系统和数据存储方式的依赖性，是较为先进的集成方式。

分类　根据信息的来源，可分为企业内部的信息集成和企业外部的信息集成。

企业内部的信息集成。主要包括：①技术平台集成。指系统底层的体系结构、软件、硬件以及异构网络的集成。②数据集成。指对数据进行标识并编成目录，确定元数据模据，从而实现数据和数据的集成。数据集成的目的是实现不同系统的数据交流与共享，是进行其他更进一步集成的基础。数据集成采用的主要数据处理技术有数据复制、数据聚合和接口集成等。③应用系统集成。指实现不同系统之间的互操作，使得不同应用系统之间能够实现数据和方法的共享。④业务过程（或业务流程）集成。指对由人、应用、数据组成的动态流程的建模、分析和实现。业务过程集成的目的是实现流程在不同应用系统中无缝连接，实现流程的协调运作和流程信息的充分共享。

企业外部的信息集成。主要包括：①通过门户网站和互联网实现公众、社会团体、社会和客户的互动，实现企业内外部信息资源的有效交流和集成。②通过与合作伙伴应用系统的对接，建立动态的企业联盟，发展基于竞争合作机制的虚拟企业，重塑企业的战略模式和竞争优势。

根据信息集成的方式，又可分为横向集成和纵向集成。横向集成是在同级、同层上的信息集成；纵向集成则是沿着不同级、不同层以某一种（或多种）方式顺序进行信息的集成。

参考书目

邓劲生，郑倩冰．信息系统集成技术．北京：清华大学出版社，2012.

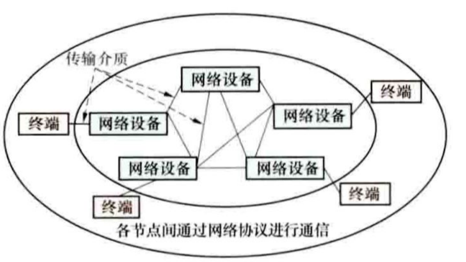
xinxi wangluo

信息网络　（information network）　构成电子信息传输通道的线路和设备的集合。信息网络是信息传输、交换、共享的虚拟平台，按照某种数据传输规约（协议），利用传输介质和网络设备将地理位置不同的信息节点，通过它可以把各个点、面、体的信息联系到一起，从而实现这些资源的共享。信息网络在电力系统中应用较为广泛，它既承载了企业门户、协同办公、邮件系统、综合管理等数据业务，也承载了 IP 电话、视频会议等多媒体业务。

组成　信息网络由网络设备、传输介质、网络协议和终端四个主要部分组成，如图所示。

网络设备　信息网络的信息传送设备，将主机、服务器等连入网内，完成分组的接收、校验、存储、转发等功能，将源主机报文准确发送到目的主机，常见的网络设备有路由器、交换机、集线器、网络适配器等。

传输介质　为各个节点间的通信提供信道。传输介质主



信息网络基本组成示意图

要分为引导性介质（有线介质）和非引导性介质（无线介质）两类，其中引导性介质为有形的物理线缆，主要有双绞线、同轴电缆、光缆等；非引导性介质为电磁波，主要有无线电、微波、红外线、激光和卫星等。

网络协议　通信双方事先约定好且必须遵守的规则。最常用的网络协议是传输控制协议（transmission control protocol，TCP）/网络通信协议（internet protocol，IP）协议。TCP/IP协议定义了网络设备如何联网以及数据如何在它们之间传输的标准。协议采用四层的层级结构：网络接口层、网际层（IP层）、传输层（TCP层）和应用层。

（1）网络接口层。负责从上层接收IP数据包，并通过下层的网络发送出去，或者从下层的网络上接收数据，装配成IP数据包上传给网际层。网络接口层应用最广泛的是以太网。

（2）网际层。负责将数据包从源端传送到目的端，解决地址编码、路由选择、拥塞控制和服务质量保证等问题。使用的协议主要包括网络通信协定IP、地址解析协定（address resolution protocol，ARP）、网间控制报文协议（internet control message protocol，ICMP）、多协议标签交换（multi-protocol label switch，MPLS）等。

（3）传输层。负责应用程序间的通信，包括格式化信息流和提供可靠传输。主要协议有传输控制协议（TCP）、用户数据报文协议（user datagram protocol，UDP）、流控制传输协议（stream control transmission protocol，SCTP）等，其中SCTP是面向报文的可靠协议，它结合了TCP和UDP优点，用于处理多媒体和流通信量。

（4）应用层。为用户提供一组常用的应用层协议，常见的如超文本传输协议（hypertext transfer protocol，HTTP）、文件传输协议（file transfer protocol，FTP）、简单邮件传输协议（simple mail transfer protocol，SMTP）、域名系统（domain name system，DNS）等协议，都属于TCP/IP应用层。

终端　用户访问网络的界面。终端可以是简单的输入、输出终端，也可以是带有微处理器的智能终端。智能终端除具有输入、输出信息的功能外，本身具有存储与处理信息的能力，包括智能手机、平板电脑、主机、服务器、打印机等。

分类　信息网络按覆盖范围可分为个域网、局域网、城域网、广域网和互联网；按拓扑结构可分为总线型、星型、环型、树型和网状型；按传输介质又可分为有线网和无线网；按交换技术可分为电路交换网、报文交换网、分组交换网；按传输技术可分为广播式传输网、点到点传输网；按服务方式可分为客户/服务器（client/server，C/S）网、浏览器/服务器（browser/server，B/S）网、对等网。

参考书目

Tanenbaum Andrew S，Wetherall David J. 计算机网络.5版. 严伟，潘爱民，等译. 北京：清华大学出版社，2012.

Behrouz A. Forouzan. TCP/IP协议族.4版. 王海，张娟，朱晓阳，等译. 北京：清华大学出版社，2011.

xinzaobi

信噪比　（signal-to-noise ratio）　信号平均功率与噪声平均功率之比的对数值，通常以“SNR”或“S/N”表示。单位为dB（分贝）。通信系统中的噪声是对通信有用信号的一种干扰。它导致信号淹没，减小话音强弱的动态范围，降低清晰度，对数据信号则增加信号失真。进行通信电路设计时，信噪比是一项重要指标，必须保证信噪比达到一定水平，否则通信难以正常进行。

噪声的来源：①通信设备的固有噪声，如导体、电阻的热噪声，电源噪声等。②其他电路引起的噪声如无线电、电力线载波电路、广播线或电力线的干扰等。③雷电、磁暴、风沙等自然现象的感应噪声。④电力线不规则放电引起的电晕噪声。⑤断路器、隔离开关操作引起的脉冲噪声等。其中电晕噪声和脉冲噪声属于电力线噪声，这种噪声电平比一般通信传输介质引入的噪声电平高得多。

对信噪比的要求：在不良天气及工作环境下，对于电话信号，按标称电平计算，信噪比最小设计值可取25dB；对于移频键控的数据信号，信噪比最低设计值可取15dB。这样，在大部分正常天气及工作环境下，实际的信噪比可以分别达到35dB及25dB，保证了良好的传输质量。

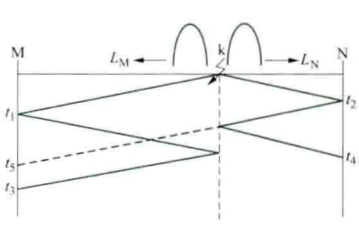
人耳对不同频率的信号具有不同的灵敏度。对于电话通路的噪声常用带有加权网络的噪声计测量，这样计算的信噪比称加权（计权）信噪比。加权网络具有与人耳及受话器相同的频率衰减特性。因此，所测得的电压或电平可以近似地代表噪声对人耳的影响，称为噪声计电压（电平）。电话通路的信噪比一般都按加权信噪比考虑。

参考书目

樊昌信，曹丽娜. 通信原理.6版. 北京：国防工业出版社，2006.

xingbo guzhang dingwei

行波故障定位　（fault location based on travelling wave）　利用测量故障产生的暂态行波在线路上传播的时间来进行故障定位的技术。按所利用的行波信号类型分为电流行波故障定位和电压行波故障定位；按实现原理可分为单端量法和双端量法。所示图为行波故障定位示意图。



行波故障定位示意图

单端量法　利用在线路一端测量到的故障暂态行波在故障点与本端或者对端母线之间的往返时间计算故障点到本端或者对端母线之间的距离。

如图所示，单端量法故障定位公式为

$$L_M = \frac{v \times (t_3 - t_1)}{2} \tag{1}$$

$$L_N + L - L_M = L_N + L_N + L_M - L_M = 2L_N = v\times(t_5 - t_1) \quad (2)$$

式中 v 表示暂态行波的波速，接近光速 3×10^8m/s；L_M 表示故障点位置 k 与测量点 M 的距离；L_N 表示故障点位置 f 与测量点 N 的距离；L 表示测量点 MN 之间总长度。t_x 表示测量点记录到的暂态行波到达时刻，x=1，2，…，5。

单端量法应对故障点反射波或对端母线反射波进行准确标定与识别，为提高定位精确度，暂态行波波速应尽可能准确。

双端量法　利用故障暂态行波到达线路两端母线的绝对时间之差值进行故障定位。

如图所示，双端量法故障定位公式为

$$L_M - L_N = L_M - (L - L_M) = v\times(t_1 - t_2) \quad (3)$$

考虑到行波频散、互感器或暂态耦合器响应速度等因素，需采取措施准确捕捉行波波头到达时刻。

行波故障定位受电流互感器饱和、故障电阻、故障类型及系统运行方式影响小，定位精度高，已在电力系统中得到广泛应用。

xuqiuce guanli juece zhichi xitong

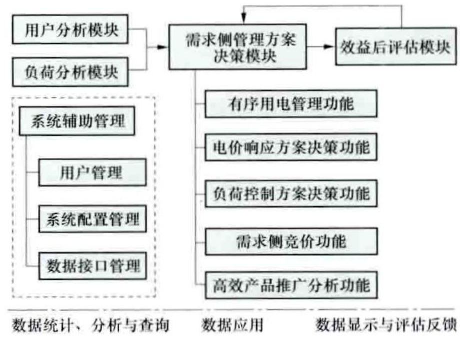
需求侧管理决策支持系统　（demand side management decision-making support system）　根据需求侧管理工作需要，在对大量数据信息进行综合分析的基础上，为需求侧管理决策提供量化数据支持的计算机辅助系统。需求侧管理决策支持系统是营销技术支持系统的重要组成部分，它充分利用先进的数据采集及处理技术、自动控制及数据通信技术、计算机网络及应用技术，实现对用电需求侧相关数据及客户信息的自动统计、分析与查询，提供有效的控制和管理方案。需求侧管理决策支持系统是在需求侧管理和需求侧响应发展的基础上产生的。

需求侧管理　对用户用电模式进行调整或是对用户用电负荷进行管理的一系列活动，其实施途径包括法律法规、宣传、行政和经济补贴等手段。需求侧管理最初是为了使电能效用最大化，从而避免或延迟电网的建设，其管理目标是从电力企业资源计划和系统安全运行要求的角度出发，而不是出于竞争市场的压力，较少考虑电力用户的利益。传统的需求侧管理中，电力企业以政策性干预的方式影响电力用户的用电时间和数量，促使其使用高能效的电器、设备等。随着电力行业市场化进程的推进，需求侧管理由过去的供应侧管理逐渐转变为供应侧和需求侧的双向管理，需求侧响应也成为需求侧管理的重要内容。

需求侧响应　用户针对电价价格信号或者激励机制做出响应，改变正常电力消费模式的市场参与行为。需求侧响应实施方式与需求侧管理中传统的负荷控制理念有一定区别。传统的负荷控制，是指在适当的时候使用负荷控制装置主动切断系统内的某部分电力供应，将用户的部分电力需求从电网负荷高峰期削减或转移至负荷低谷期；而需求侧响应则更强调电力用户直接根据市场情况（价格信号）对自身的负荷需求或用电模式做出主动的调整，从而对市场稳定和电网可靠性起到促进作用。

需求侧管理决策支持系统构成　一般包括数据统计、分析与查询，数据应用，数据显示与反馈评估等几部分。典型系统主要功能模块如图所示，包括用户分析模块、负荷分析模块、需求侧管理方案决策模块、效益后评估模块，以及系统辅助管理模块等。

用户分析　针对不同电力用户，在相关调查数据的基础上对其基本信息进行统计和分析，推测出用户对各种需求侧管理方案的响应度。根据用户的重要性可分为用电高可靠性需求负荷用户、较高可靠性需求负荷用户、一般负荷用户、可中断负荷用户；按行业可分工业用户、商业用户、居民用户等。该模块包括信息录入、调查分析、结果输出等业务流程。



需求侧管理决策支持系统主要功能模块示意图

负荷分析　实现对用电负荷的分析，确定居民、工业、第三产业等负荷各自用户特点和其对总负荷的贡献，从而找出影响负荷曲线形状的原因；掌握负荷高峰与低谷的差值情况，确定各类负荷的可调空间；依据行业负荷和用电量数据分析出各行业的用电特性和负荷特性，找出影响系统负荷特性的重点行业；通过温度负荷特性分析出气温变化对负荷尖峰的影响，为需求侧管理方案提供有效的理论依据和支持。（见电力系统负荷曲线）

需求侧管理方案决策　根据负荷和用户实际情况，提出多种不同需求侧管理方案，采用技术经济学原理对各种方案进行经济性评价，从中选择最适合地区实际情况的需求侧管理方案。该部分是需求侧管理决策支持系统的核心，重点实现有序用电管理、电价响应方案决策、负荷控制方案决策、需求侧竞价、高效产品推广分析等功能。

有序用电管理。根据系统调度计划合理分配各地区用电指标，在用电需求超出电网供电能力时结合预设方案给决策者提供错峰、避峰、限荷减产、可紧急中断负荷等决策方案。

电价响应方案决策。电价方案可进一步划分为分时电价、实时电价、尖峰电价等。分时电价用于引导用户采取合理的用电方式，将高峰时段的部分负荷转移到低谷时段，实现削峰填谷和平衡季节负荷的目标；实时电价可使用户根据各时段电价做出用电计划调整；尖峰电价包括固定时段尖峰电价、变动时段尖峰电价、变动峰荷电价和尖峰补贴电价。电价响应方案决策的目的是为用户降低高峰时段用电负荷提供响应方案。

负荷控制方案决策。分为可中断负荷和直接负荷控制方案决策。可中断负荷控制是指对用电可靠性要求不高的用户负荷，在用电高峰时段，适当减少或停止部分用电负荷，并且给予相应的中断补偿。直接负荷控制一般适用于居民或小型商业用户，短时间停电一般对供电服务质量影响不大的负荷。

需求侧竞价。为用户申报用电量和电价、参与电力市场投标竞价的交易平台。在该交易平台中，用户能够通过改变自己的用电方式，以竞价的形式主动参与市场竞争并获得相应的经济利益，而不再单纯是价格的接受者。需求侧竞价的参与者一般为供电公司、大用户、第三方综合负荷代理机构等。

高效产品推广分析。对一些高效用电产品（包括储能设施），计算初始投资和投资回收率，以及电力移峰率等，得出高效产品推广方案对用户以及对电厂、电网、社会的效益分析结果。通过对方案预评估效益直观的数据及图形展现，引导用户转换用电方式，达到节能降耗的目的。

效益后评估　在需求侧管理方案实施完成后，需对需求侧管理方案目标完成情况、实施过程、实施效果及影响进行系统、客观及公正的分析。通过对需求侧管理方案执行情况与前期预测目标的对比分析，可以对前期预测目标的准确性做出判断，并分析产生误差的原因，进而提高需求侧管理方案的实施质量。效益后评估主要从用户侧和系统侧两方面分析评估需求侧管理方案实施的效益。

系统辅助管理　包括用户管理、系统配置管理和数据接口管理等，主要实现对需求侧数据和客户信息的自动统计、汇总、查询以及其他的系统辅助管理。

发展趋势　随着电力市场及智能电网的实施，需求侧管理决策支持系统将向着数据实时性强、用户参与程度高的方向发展，并与其他营销支持系统和调度系统对接，形成新型的双向互动营销模式，实时采集监控每个电力用户的负荷数据和电量数据，有针对性地实时调整某个或某些用户的负荷，根据需求随时调整地区的峰谷时段和各时段电价并下传到各用户终端，及时发现电力用户异常用电情况，用户可以随时了解自身的负荷和电量情况并调整用电方式，真正做到使可平移用电负荷在低谷时段用电，并以谷电价计量计费。

xuanzhuan beiyong

旋转备用　(spinning reserves)　正常运行的发电机维持额定转速，随时可以并网，或已并网却仅带一部分负荷，随时可以增加出力至额定容量的发电机组备用发电能力，又称热备用。系统旋转备用即系统内机组空载或欠载运行的容量之和。通常旋转备用以各时段内最大需求的百分比形式给出，或按能满足系统内最大容量机组故障或最大负荷的联络线跳闸时的容量需求确定。旋转备用可在几秒内发挥作用，包括未带负荷的发电机组，特别是运行的水轮机组，除调速器随频率起作用外，还能迅速增减负荷，在最高负荷时，旋转备用要留有高峰负荷的2%～5%，在负荷上升时，要根据负荷上升速度，留有更多备用。在调频电厂（见电力系统备用容量）中，必须留有一定的旋转备用容量作为负荷备用容量，以根据电力系统频率的变化，自动调整发电出力。

Y

yaobai quxian

摇摆曲线 (swing curve)　见暂态稳定计算。

yaoce

遥测 (telemetry)　见变电站测量与控制技术。

yaokong

遥控 (telecontrol)　见变电站测量与控制技术。

yaotiao

遥调 (teleadjusting)　见变电站测量与控制技术。

yao xin

遥信 (teleindication)　见变电站测量与控制技术。

yidong tongxin

移动通信 (mobile communication)　移动体之间的通信，或移动体与固定体之间的通信。移动体可以是人，也可是汽车、火车、轮船、收音机等在移动状态中的物体。

移动通信种类很多。按移动台活动范围，分为陆地、海上和航空移动通信；按应用范围，分为公用和专用；按工作方式，分为单工、半双工和双工；按组网方式，分为无中心和有中心、集群和蜂窝等。此外还有利用卫星通信实现的各种卫星移动通信系统。

移动通信的发展始于20世纪20年代初，人们首先在短波几个频段上开发出专用移动通信系统，其代表是美国底特律市警察使用的车载无线电系统。后来，公用移动通信业务开始问世，贝尔系统在圣路易斯城建立了第一个公用汽车电话网，称为“城市系统”。

移动通信真正得到较大发展是20世纪70年代以后。由于采用了集成电路，使用户设备的体积、重量和功耗都大为降低。70年代末，第一代移动通信系统（1G）出现，它是基于模拟传输的，但其存在频率利用率不高、容量有限、制式太多且不兼容等局限。

到20世纪80年代，随着超大规模集成电路和微处理器的广泛应用，移动通信系统功能更加强大，用户终端日趋小巧、智能和廉价。80年代末，人们开发出第二代数字蜂窝移动通信系统（2G），它是包括语音在内的全数字化系统，新技术体现在通话质量和系统容量的提升。全球移动通信系统（global system for mobile communication，GSM）是第一个商业运营的2G系统，GSM采用时分多址（time division multiple access，TDMA）技术。

1998年国际电信联盟推出WCDMA和CDMA2000商用标准，中国2000年推出TD-SCDMA标准，2001年3月被第三代合作伙伴计划（3rd geheration partnership project，3GPP）接纳。第三代数字蜂窝移动通信系统（3G）提供的业务包括语音、传真、数据、多媒体娱乐和全球无缝漫游等。3G最高支持2Mbit/s传输速度。

移动通信已经发展第四代移动通信系统（4G），4G支持交互多媒体业务，高质量影像，3D动画和宽带互联网接入。4G工作在时分双工（time division duplex，TDD）模式时，上、下行数据传输速率可达50Mbit/s和100Mbit/s，工作在频分双工（frequency division duplex，FDD）模式时，上、下行可达40Mbit/s和150Mbit/s。

移动通信的主要特点是：由于用户在移动中使用设备，因此设备必须适应在传播条件复杂、干扰和噪声比较严重、环境条件恶劣的情况下工作。此外，移动通信的入网方式和信令格式也较固定通信复杂。陆地移动通信系统通常由中心站、基地站和用户移动终端等组成。按基地站覆盖区域范围大小，分为大区制和小区制。一般，集群系统为大区制，蜂窝系统为小区制，移动终端可在小区之间漫游、切换。

卫星移动通信系统主要由低轨道卫星及地面控制设备、入口站和用户终端组成。

在电力系统，移动通信主要用于配电网、变电站（换流站）及输电网的施工和维护，电网运行和事故处理以及行政管理等。应用的主要特点是平时话务量不大，但在电网或外部环境出现异常情况时通话量猛增，且重要性明显突出，因此要求系统能承受较大的峰值负荷。此外，对全呼、组呼等调度功能有较高的要求。

随着移动通信技术不断发展，其在电力系统中的应用方式更加多样化。在电力视频监控方面，采用固定宽带与移动通信技术相结合，可以进行远程视频信号传输，实现变电站（换流站）、机房等电力设施的远程监控。在智能抄表方面，利用嵌有无线模块的电表采集终端，实现数据的远程采集。在线路巡检方面，借助掌上电脑、条码扫描技术、射频识别技术，帮助巡检人员将现场情况传送回巡检中心，以便于及时指挥现场处理故障。在应急抢险指挥方面，通过移动通信网络传输现场的音视频信息，使远端指挥人员实时了解现场状况和电网受灾情况，有利于正确判断和指挥，缩短抢险时间，提高应急能力。另外，TD-LTE/4G技术的快速发展使电力无线专网宽带通信得到了快速发展，电力LTE230已经开展了研究和应用，LTE230使用230MHz频段，

利用正交频分多址、载波聚合等先进通信技术，构建了应用于电力系统的无线宽带专网，该网络具有覆盖广，可靠性高，高速率传输，实时性强，安全性强，频谱适应性强等特点，目前已经在电力系统中部署使用。移动通信的主要发展方向是：移动通信经历了模拟、数字的更替，又经历了从2G到3G/4G的演进，不断向智能化、全互联网化（IP化）、宽带化方向发展。移动通信的普及，使人们在任何时间、任何地点与任何人高速通信成为可能。

参考书目

张玉艳，于翠波．移动通信．北京：人民邮电出版社，2010.

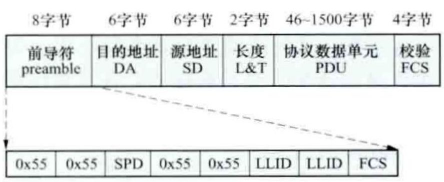
yitaiwang wuyuan guangwangluo

以太网无源光网络　(ethernet passive optical network，EPON)　采用点到多点结构、无源光纤传输，基于以太网提供多种业务的技术。EPON在物理层采用无源光网络（passive optical network，PON）技术，在链路层使用以太网协议，利用PON技术的拓扑结构实现以太网接入。EPON技术具有维护简单、易扩展；带宽分配灵活、服务保证性好等特点。

系统结构　由网络侧的光线路终端（optical line terminal，OLT）、用户侧的光网络单元（optical network unit，ONU）和光分配网络（optical distribution network，ODN）以及网管系统组成，ODN在OLT与ONU之间提供光传输通道，完成光信号功率的分配，光分路器分为均匀分光和非均匀分光两种。

基本帧结构　EPON采用全双工以太网通信模式，上下行的数据都采用IEEE 802.3的以太网数据帧格式，并新增逻辑链路标记（logical link identifier，LLID）标签信息在OLT上标识ONU，如图所示。

技术特点　在物理层，EPON采用单纤波分复用技术（下行1490nm，上行1310nm）实现单纤双向传输，下行OLT采用广播方式向ONU传输数据，ONU按照标识去提取属于自己的数据包。上行采用时分多址（time division multiple address，TDMA）方式实现ONU到OLT数据的传输，ONU发送的信号只会到达OLT，而不会到达其他ONU。IEEE802.3ah标准定义了1000 BASE-PX-10 U/D和1000 BASE-PX-20 U/D两种PON光接口，分别支持10km和20km的最大距离传输。



基本帧结构

在数据链路层，采用多点MAC控制协议（MPCP）处理ONU的发现、注册、测距和定时，多个ONU上行传输资源的分配、动态带宽分配。

在OAM子层，EPON规定了以太网操作管理和维护（operation administration and maintenance，OAM）功能，可以进行ONU远程配置和管理，网络运行状况监视，快速故障定位。EPON还定义了机构扩展机制，以实现OAM功能的扩展，加强业务维护和管理能力。

应用　EPON系统具有承载话音、数据、视频等多业务接入的能力，在宽带接入网建设中得到广泛应用。EPON技术适合电力系统终端通信接入网建设的要求，可以承载配电自动化、用电信息采集、双向互动、电力光纤到户等业务。

发展　2009年9月，电气与电子工程师协会（Institute of Electrical and Electronic Engineers，IEEE）发布了10GEPON的标准IEEE802.3av，重点解决与1GEPON兼容和带宽扩展到10G的问题，随着10GEPON技术的日趋成熟，EPON将向10GEPON逐步演进并将得到广泛应用。

参考书目

张鹏，阎阔．FTTx PON技术与应用．北京：人民邮电出版社，2010.

阎德升，边恩炯，王旭，等．EPON-新一代宽带光接入技术与应用．北京：机械工业出版社，2007.

Yindu dianli xitong

印度电力系统　(electric power systems in India)　印度全国各地区电网互联的电力系统。

电力系统的发展和现状　1897年，在印度的达其林（Darjeering）建成投运容量为130kW的水电站。1899年加尔各答建立了第一个火力发电厂，容量为1000kW。之后，印度全国各地陆续建成了一些火电厂和水电厂。1947年印度独立之前，印度的电力工业并不发达，迅速发展是在1951年印度第一个五年计划开始以后。通过采取水电、火电和核电多种能源并用的方针，在近60年中印度电力系统总装机容量由1950年1564MW增加了118倍。截至2011年，印度的总装机容量为237.90GW。其中火电占73.38%，水电占17.82%，核电占1.85%，其他6.95%。

印度国家电网由5个区域电网组成，分别是北部、东部、南部、西部和东北部地区电网，各区域电网中又包括不同的邦电网。印度电网有限责任公司是印度国家所有的中央输电事业单位（CTU），成立于1989年，公司拥有印度区域电网之间的输电网，负责跨区电网的系统运行、协调、监督和控制。至2011年印度电网公司拥有输电线路长度是82 354km。

印度电网电压等级主要包括765、±500、400、220、132、66kV及以下。132kV及以上的线路定义为输电网，132kV以下的线路定义为配电网。同时，政府还规定所有配电网由各邦政府经营管理。输配电线路由1971年的1 110 000km增加到1998年3月的5 000 000km。

印度1990～2011年装机容量及其构成如表1所示，发电量及其构成如表2所列。在2011年可用发电装机容量中，

表1　印度装机容量及其构成

年份	装机容量（万kW）	构成（%）			
		水电	火电	核电	其他
1990	7445	25.20	73.00	1.77	0.03
1995	9493	22.11	75.73	1.84	0.32
2000	11 181	22.48	73.79	2.24	1.48
2005	14 718	23.20	71.16	2.03	3.61
2008	17 678	22.24	69.97	2.14	5.66
2009	18 916	20.93	71.14	2.11	5.82
2010	20 772	19.55	72.14	2.02	6.29
2011	23 790	17.82	73.38	1.85	6.95

资料来源：美国能源信息管理署国际能源统计数据库。

表 2　印度发电量及其构成

年份	发电量（亿 kW·h）	构成（%）			
		水电	火电	核电	其他
1990	2755	25.74	72.20	2.03	0.04
1995	3961	18.15	80.08	1.64	0.13
2000	5297	13.91	83.08	2.66	0.34
2005	6614	15.23	81.39	2.37	1.01
2008	7968	13.69	82.93	1.66	1.72
2009	8553	12.07	84.22	1.64	2.08
2010	9041	12.53	83.33	2.16	1.98
2011	9854	13.29	81.04	2.93	2.73

资料来源：美国能源信息管理署国际能源统计数据库。

印度中央公用事业部门占 31%，邦公用事业部门占 48%，私有部门占 21%。

电力管理体制改革　按 1948 年颁布的《电力法》和 1950 年印度宪法规定，电力企业是由中央和邦政府共同掌管的国家企业，实行电力行业管理垂直一体化。邦电力局（State Electricity Board，SEB）负责运行邦发电厂和邦内独立发电公司。国家电网公司（POWER GRID）掌管中央输电基础设施，负责运行中央管理的发电厂和大型独立发电公司。配电由邦电力局和私营供电公司负责。电网分为国家、区域和邦三层管理。

1991 年，印度开始在世界银行的指导下进行自由化、私有化的电力体制改革。其一是对外开放，吸引外资投资建设独立发电厂（IPP），以满足严重短缺的电力需求；其二是电力工业重组，拆散垂直一体化的电力管理模式，成立电力管理委员会（ERCs），将发电、输电、配电分开，建立独立的输电公司，取消用电补贴，实行“合理化”电价。电力工业重组，是为了达到提高效率、降低电价、满足经济发展和人们需求的目的。其中，奥里萨（Orissa）邦是印度最早进行电力改革的地区之一，具有一定的代表性。1994～1995 年起草电力改革法案；1995 年实行发电与输电职能分离；1996 年分解为邦电网公司和邦水电公司；1998 年实行配电公司区域专营化；1999 年实现私有化。电力改革法案的主要内容是成立发电、输电、配电公司；实行私有化改革，私人资本进入发电、输电、配电领域；成立邦电力管制委员会，独立于政府和电力公司之外。

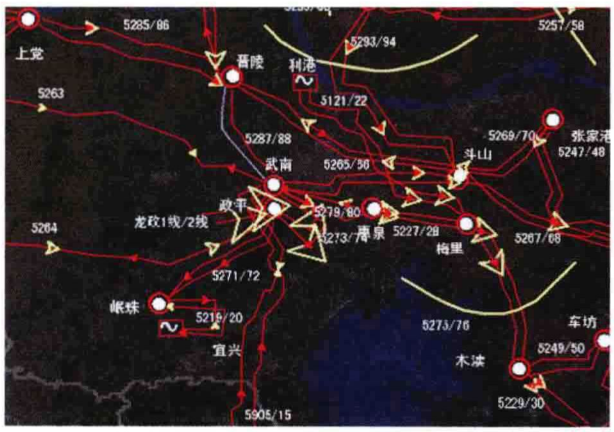
2001 年 2 月，联邦政府提出了电力发展和改革加速计划（APDRP），该计划主要包括所有用户强制安装表计、改善用电负荷情况、降低配电成本等，其目的是促进配电改革、降低输配电网损、提高供电质量和用户满意度。2003 年 5 月颁布的新《电力法》是印度实施电力市场化改革的纲领性法规，其主要目的是通过转变改革思路，采取有效措施，促进电力工业竞争，保证充足的电力供应，驱使电价合理化，维护消费者利益，制定高效、环保的电力政策，组建中央电力局和电力监管委员会，设立上诉法院等，最终实现电力工业私有化。除继续巩固完善发电、输电、配电和用电等方面的相关法律法规以外，2003 年的新《电力法》涉及的内容有：①发电投资无须申领许可证，同时实行自备电厂放开政策。②在指定农村地区开展发电、配电活动无需申领许可证。同时规定配电企业由村委会、合作社、民间组织和特许经营人等管理。③无歧视性地开放输电系统。④在配电侧实行多重运营许可证制度。⑤分阶段放开配电侧并对直接购电的用户收取交叉补贴附加费直至交叉补贴完全取消。⑥通过预算支付相关补贴。⑦设立上诉法院，组织听取群众对于电力监管委员会的意见。⑧强制性的表计安装和计量。⑨采取多年制电价政策。

印度电力工业管理改革仍在进行中，由于私人和外国投资没有达到设计的目标，印度电力市场基本呈现缺电状态。

youhua chaoliu jisuan

优化潮流计算　(optimal power flow calculation)

在电力系统的网络结构、参数和负荷情况都已给定情况下，通过调整可利用的控制变量（如发电机有功、无功输出功率、可调变压器分接头等），求取满足给定运行约束条件的，并使系统的某一性能指标（如发电成本或网络损耗）达到最优的潮流分布。最优潮流（optimal power flow，OPF），其基础是潮流，图中所示为断面潮流的可视化界面。OPF 在数学上是一个典型的非线性规划问题。传统的电力系统经济调度只考虑全系统的有功平衡，不计每个节点的功率平衡，因此不属于最优潮流的范畴。在最优潮流的数学模型中，目标函数依应用场合的不同，可以是面向经济性的，也可以是面向安全性的。最优潮流的约束条件也比经济调度更复杂，包括潮流方程的等式约束，也包括控制变量和状态变量的允许范围以及传输功率等函数型的不等式约束。由于最优潮流可以综合考虑电力系统运行的安全性和经济性，它在电力系统调度控制、运行计划、系统规划等方面具有广阔的应用前景。



断面潮流的可视化界面

数学模型　OPF 的数学模型包括目标函数和约束条件两部分，前者是期望优化的目标，后者是电力系统的网络和运行约束。

目标函数　除了应用较多的系统运行总费用、系统网损等经济目标之外，还有控制量和联络线交换功率等其他目标函数，分别用于不同的场合，满足不同的需求。实际应用中，也有对多种目标协调优化的需求。

OPF 的目标函数可缩写为标量函数

$$c(\boldsymbol{x}, \boldsymbol{u}) \tag{1}$$

式中 $\boldsymbol{u}$ 为控制变量矢量；$\boldsymbol{x}$ 为状态变量矢量。

约束条件　包括等式约束和不等式约束，通常为矢量函数。等式约束是潮流方程，其缩写形式为

$$g(x, u) = 0 \tag{2}$$

不等式约束条件是各种运行可行性约束，如发电机有功、无功输出功率上下限，节点电压上下限，变压器分接头位置限制，联络线交换功率限制等，其缩写形式为

$$h(x, u) \geq 0 \tag{3}$$

因此，OPF的数学模型可以表述为

$$\begin{cases} \min c(x, u) \\ \text{s. t. } g(x, u) = 0 \\ \quad\quad h(x, u) \geq 0 \end{cases} \tag{4}$$

在数学上这是一个带约束条件的非线性规划问题，需要采用非线性规划方法或现代启发式算法等求解。

计算方法 数学上的各种优化方法，有线性规划方法、非线性规划方法及现代启发式算法等（这几种方法均在最优潮流计算中得到应用），还有利用电力系统运行中有功功率和无功功率之间弱耦合特点发展出来的实用算法。

线性规划方法 通过对式（4）所示的最优潮流模型进行逐次线性化，并应用经典的线性规划方法求解。可以是在基态运行点附近将目标函数与约束条件线性化，也可以用分段线性化的方法将光滑的非线性函数近似为分段线性化的函数，在求解过程的每次迭代中，自动逐次进行分段线性化且使线性化造成的影响逐步减小，最后得到与非线性方法接近的收敛精度。在计算速度和收敛可靠性方面这种方法较有优势。但由于电力系统具有强非线性，通过线性规划法每次迭代求得的解，可能和系统的运行点有一定差距。

非线性规划方法 典型方法有简化梯度法、牛顿法、现代内点法等。

（1）简化梯度法。引入了与式（2）的等式约束方程对应的拉格朗日乘子 $\boldsymbol{\lambda}$，同时将式（3）的不等式约束用惩罚项形式表示，将它们附加在原有的目标函数 $c(\boldsymbol{u}, \boldsymbol{x})$ 上，从而构成增广拉格朗日函数

$$L(\boldsymbol{u}, \boldsymbol{x}, \boldsymbol{\lambda}) = c(\boldsymbol{u}, \boldsymbol{x}) - \boldsymbol{\lambda}^{\mathrm{T}} \boldsymbol{g}(\boldsymbol{u}, \boldsymbol{x}) + W(\boldsymbol{u}, \boldsymbol{x}) \tag{5}$$

式中 $\boldsymbol{\lambda}$ 是拉格朗日乘子矢量；$W(\boldsymbol{u}, \boldsymbol{x})$ 称为惩罚项，是由罚因子与不等式约束的越界数值的乘积所组成的标量。当所有不等约束都满足时，惩罚项为零。只要有某个不等式约束不满足，就会产生相应的惩罚项。简化梯度法是从一个初始点开始，以目标函数 L 对控制变量 $\boldsymbol{u}$ 的负梯度向量为搜索方向，沿此方向移动一步，然后计算潮流，使目标函数有所下降。再由这新的点开始重复以上步骤，直到满足一定的收敛判据为止。简化梯度法计算过程比较简单，但其缺点是按梯度下降方向搜索，收敛速度慢，只有一阶收敛性。当罚因子的数值选择不当或步长选择不当时，会使计算的收敛性变坏。该方法在OPF发展早期曾广泛采用。

（2）牛顿法。将式（4）中的 $\boldsymbol{x}$ 和 $\boldsymbol{u}$ 统一用 z 表示，将起作用的不等式约束转化成等式约束并和原来的等式约束合并写成 $\boldsymbol{F}(z) = \boldsymbol{0}$，则可将式（4）的优化问题转换成只包含等式约束的优化问题

$$\begin{cases} \min \ c(z) \\ \text{s. t. } \boldsymbol{F}(z) = \boldsymbol{0} \end{cases} \tag{6}$$

构造对应式（6）的拉格朗日函数

$$L(z, \boldsymbol{\lambda}) = c(z) - \boldsymbol{\lambda}^{\mathrm{T}} \boldsymbol{F}(z)$$

其一阶最优性条件，即KKT（Karush-Kuhn-Tucker）条件为

$$\begin{cases} \dfrac{\partial L}{\partial z} = \dfrac{\partial c}{\partial z} - \left[\dfrac{\partial \boldsymbol{F}}{\partial z}\right]^{\mathrm{T}} \boldsymbol{\lambda} = \boldsymbol{0} \\ \dfrac{\partial L}{\partial \boldsymbol{\lambda}} = \boldsymbol{F}(z) = \boldsymbol{0} \end{cases} \tag{7}$$

式（7）是一组以 z 和 $\boldsymbol{\lambda}$ 为变量的非线性代数方程组，可用牛顿法对其求解。第 $k+1$ 次迭代的计算公式为

$$\begin{cases} \begin{bmatrix} \boldsymbol{H} & -\boldsymbol{J}^{\mathrm{T}} \\ \boldsymbol{J} & \boldsymbol{0} \end{bmatrix}^{(k)} \begin{bmatrix} \Delta z \\ \Delta \boldsymbol{\lambda} \end{bmatrix}^{(k)} = - \begin{bmatrix} \dfrac{\partial L}{\partial z} \\ \dfrac{\partial L}{\partial \boldsymbol{\lambda}} \end{bmatrix}^{(k)} \\ \begin{bmatrix} z \\ \boldsymbol{\lambda} \end{bmatrix}^{(k+1)} = \begin{bmatrix} z \\ \boldsymbol{\lambda} \end{bmatrix}^{(k)} + \begin{bmatrix} \Delta z \\ \Delta \boldsymbol{\lambda} \end{bmatrix}^{(k)} \end{cases} \tag{8}$$

其中

$$\boldsymbol{H} = \left[\frac{\partial^2 L}{\partial z_i \partial z_j}\right]$$

$$\boldsymbol{J} = \left[\frac{\partial \boldsymbol{F}(z)}{\partial z}\right]$$

式中 $\boldsymbol{H}$ 是拉格朗日函数对 z 的海赛（Hessian）矩阵；$\boldsymbol{J}$ 是约束条件 $\boldsymbol{F}(z) = \boldsymbol{0}$ 对 z 的雅可比（Jacobian）矩阵。

通过式（8）的迭代计算，直到 z 和 $\boldsymbol{\lambda}$ 满足式（7）的优化条件为止。

迭代过程中估计起作用的不等式约束集是牛顿法最优潮流计算的难点，通常采用线性化方法进行试迭代，估计出起作用的不等式约束集，并在迭代过程中不断调整起作用的不等式约束集。求解OPF的牛顿法具有局部二阶收敛性，可以用来解决大多数的潮流优化问题，在最优潮流领域已有较为成功的应用。

（3）现代内点法。将式（4）中的 $\boldsymbol{x}$ 和 $\boldsymbol{u}$ 统一用 z 表示。在原-对偶内点法中，引入松弛变量 $\boldsymbol{l} \geq \boldsymbol{0}$，把式（4）中函数不等式约束 $\boldsymbol{h}(z) \geq \boldsymbol{0}$ 等价转换成如下等式约束和简单不等式约束

$$\begin{cases} \boldsymbol{h}(z) - \boldsymbol{l} = \boldsymbol{0} \\ \boldsymbol{l} \geq \boldsymbol{0} \end{cases} \tag{9}$$

在目标函数中附加对数障碍函数项 $\mu \sum_i^r \ln(l_i)$ 来实现对简单不等式约束 $\boldsymbol{l} \geq \boldsymbol{0}$ 的满足，并使该项在求解过程中逐步趋向于零，于是可构成新的拉格朗日函数

$$L(z, \boldsymbol{l}, \boldsymbol{\lambda}, \boldsymbol{\beta}) = c(z) - \boldsymbol{\lambda}^{\mathrm{T}} \boldsymbol{g}(z) - \boldsymbol{\beta}^{\mathrm{T}} (\boldsymbol{h}(z) - \boldsymbol{l}) - \mu \sum_i^r \ln(l_i) \tag{10}$$

式中 $\boldsymbol{\lambda}$、$\boldsymbol{\beta}$ 为拉格朗日乘子矢量，亦称对偶变量；$\mu > 0$ 为障碍因子，求解过程中 $\mu \to 0$。

根据式（10）可得最优解应满足的KKT最优性条件为

$$\begin{bmatrix} \partial L / \partial z \\ \partial L / \partial \boldsymbol{\lambda} \\ \partial L / \partial \boldsymbol{l} \\ \partial L / \partial \boldsymbol{\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \nabla c(z) - [\nabla \boldsymbol{g}(z)]^{\mathrm{T}} \boldsymbol{\lambda} - [\nabla \boldsymbol{h}(z)]^{\mathrm{T}} \boldsymbol{\beta} \\ \boldsymbol{g}(z) \\ \boldsymbol{B}\boldsymbol{l} - \mu \boldsymbol{e} \\ \boldsymbol{h}(z) - \boldsymbol{l} \end{bmatrix} = \boldsymbol{0} \tag{11}$$

式中 ∇ 是函数对 z 的梯度算子，例如 $\nabla \boldsymbol{g}(z) = \dfrac{\partial \boldsymbol{g}(z)}{\partial z}$；$\boldsymbol{B} = \mathrm{diag}\{\boldsymbol{\beta}_i\}$；$\boldsymbol{e}$ 是 r 维列矢量，其元素都是1，r 是不等式约束式（9）的数目。

采用牛顿法求解，其第 k 次迭代的修正方程式如下

$$
\begin{bmatrix} \boldsymbol{H} & -\boldsymbol{J}^{\mathrm{T}} & 0 & -[\nabla \boldsymbol{h}(\boldsymbol{z})]^{\mathrm{T}} \\ \boldsymbol{J} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \boldsymbol{B} & \boldsymbol{L} \\ \nabla \boldsymbol{h}(\boldsymbol{z}) & 0 & -\boldsymbol{I} & 0 \end{bmatrix}^{(k)} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{z} \\ \Delta \boldsymbol{\lambda} \\ \Delta \boldsymbol{l} \\ \Delta \boldsymbol{\beta} \end{bmatrix}^{(k)} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial L}{\partial \boldsymbol{z}} \\ \frac{\partial L}{\partial \boldsymbol{\lambda}} \\ \frac{\partial L}{\partial \boldsymbol{l}} \\ \frac{\partial L}{\partial \boldsymbol{\beta}} \end{bmatrix}^{(k)} \tag{12}
$$

其中

$$
\boldsymbol{H} = \left[\frac{\partial^2 L}{\partial z_i \partial z_j}\right] = \nabla^2 c(\boldsymbol{z}) - \nabla^2(\boldsymbol{\lambda}^{\mathrm{T}} \boldsymbol{g}(\boldsymbol{z})) - \nabla^2(\boldsymbol{\beta}^{\mathrm{T}} \boldsymbol{h}(\boldsymbol{z}))
$$

$$
\boldsymbol{J} = \nabla \boldsymbol{g}(\boldsymbol{z})
$$

$$
\boldsymbol{L} = \mathrm{diag}\{l_i\}
$$

式中 ∇^2 是函数对自变量 $\boldsymbol{z}$ 的二阶导数算子；$\boldsymbol{I}$ 为单位矩阵。

解式（12）的修正方程即可获得搜索方向 $[\Delta \boldsymbol{z}, \Delta \boldsymbol{\lambda}, \Delta \boldsymbol{l}, \Delta \boldsymbol{\beta}]^{\mathrm{T}}$，则第 $k+1$ 次迭代的形式为

$$
\begin{cases} \begin{bmatrix} \boldsymbol{z} \\ \boldsymbol{l} \end{bmatrix}^{(k+1)} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{z} \\ \boldsymbol{l} \end{bmatrix}^{(k)} + \alpha_P^{(k)} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{z} \\ \Delta \boldsymbol{l} \end{bmatrix}^{(k)} \\ \begin{bmatrix} \boldsymbol{\lambda} \\ \boldsymbol{\beta} \end{bmatrix}^{(k+1)} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{\lambda} \\ \boldsymbol{\beta} \end{bmatrix}^{(k)} + \alpha_D^{(k)} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\lambda} \\ \Delta \boldsymbol{\beta} \end{bmatrix}^{(k)} \end{cases} \tag{13}
$$

式中 α_P、α_D 分别为原、对偶变量的步长，其设置是为了保证所有变量的可行性，一般由下式确定

$$
\begin{cases} \alpha_P^{(k)} = 0.9995 \min\left\{\min\left(-\frac{l_i^{(k)}}{\Delta l_i^{(k)}} : \Delta l_i^{(k)} < 0\right), 1\right\} \\ \alpha_D^{(k)} = 0.9995 \min\left\{\min\left(-\frac{\beta_i^{(k)}}{\Delta \beta_i^{(k)}} : \Delta \beta_i^{(k)} < 0\right), 1\right\} \end{cases} \tag{14}
$$

障碍因子 μ 的选取直接影响算法的收敛性，通常采用互补间隙法确定

$$
\mu^{(k+1)} = \sigma \frac{(\boldsymbol{\beta}^{\mathrm{T}} \boldsymbol{l})^{(k+1)}}{2r} \tag{15}
$$

式中 $\boldsymbol{\beta}^{\mathrm{T}} \boldsymbol{l}$ 为互补间隙；σ 为中心参数，$\sigma < 1$ 即可收敛，取 0.1 左右可获得较好的收敛效果。

严格的收敛判据是满足式（11）的 KKT 最优性条件。实际计算中，可考虑互补间隙小于允许误差作为收敛判据。

由于潮流方程的非线性特征，上述原—对偶内点法在求解过程中并不能保证都处于内点，即每次迭代潮流方程并不满足，仅在计算收敛时它才严格成立。现代内点法保留了牛顿法的二阶收敛性的特点，具有计算快速、鲁棒性好、系统规模对迭代次数的影响小等诸多优点，而且对初值不太敏感，平启动即可获得很好的收敛效果，可应用于百万变量级的超大规模最优潮流计算，是求解连续最优化问题最有效的方法之一，已经有在线应用。

现代启发式算法　以遗传算法、模拟退火方法、混沌优化方法等为代表，是求解混合整数规划优化问题的现代方法。这类方法的优点是在寻找全局最优解时可以方便处理离散变量，适合应用于考虑电容器投切以及变压器分接头挡位调整等场合；缺点是属于随机搜索方法，计算量很大，且每次求出的最优解不一样，即每次以一个很小的概率接近全局最优解。现代启发式算法在电力系统潮流优化计算中的研究与实际应用还处于探索之中。

利用有功无功弱耦合特点的实用算法　为了加快计算速度，实际应用中利用电力系统有功无功弱耦合特点，发展了实用的 OPF 算法，如基于直流潮流的 OPF 算法和有功无功交叉逼近法。

（1）基于直流潮流的算法。只考虑有功相角，不考虑无功电压，建立直流潮流模型，只进行有功优化。直流 OPF 模型简单，计算快速，没有收敛性问题，因此很适合在线应用，其计算精度一般能够满足实际应用的要求。

（2）有功无功交叉逼近法。为了加快计算速度，利用电力系统有功无功弱耦合特点，根据凸对偶和部分对偶理论，将最优潮流问题分解为有功优化子问题和无功优化子问题，然后交替求解两个规模相对较小的子问题。有功—相角之间有较好的线性关系，可采用线性规划法求解；无功—电压之间非线性关系较强，可采用二次规划法求解。这种方法充分利用了电力系统的特点，算法性能相当优越。该方法还可以用于单独求解有功子问题或者无功子问题，使用起来灵活方便。

OPF 计算的扩展　常规 OPF 计算是以某一潮流断面为基础的，其数学模型只考虑运行可行性约束，没有考虑 $N-1$ 安全性约束。考虑 $N-1$ 安全性约束的最优潮流称为安全约束最优潮流（security constrained OPF）。

常规 OPF 是基于某一时间断面最优潮流分布的，但实际上，电力系统运行是一个连续的时间过程，是一个动态问题，还应考虑和时间有关的约束，即考虑不同时间断面上各个运行状态之间的约束，如发电机调整速度的限制等，这些约束称为动态约束。考虑动态约束的 OPF 称为动态约束 OPF（OPF with dynamic constraints）。

若在 OPF 中考虑电力系统的暂态稳定约束，即发生大扰动时，对应的 OPF 结果能保持系统暂态稳定，则称之为暂稳约束 OPF（transient stability constrained OPF，TSCOPF）。数学上，TSCOPF 是有微分-代数方程约束的最优化问题，属动态最优领域。

发展历史　最优潮流的概念和数学模型由法国电力公司的 J. 卡彭特尔（J. Carpentier）于 20 世纪 60 年代初提出，很快引起国际上的广泛关注并吸引了大批工程师和学者开展相关研究工作。由于问题本身复杂，计算求解难度大，所以很长时间其研究工作主要集中在理论和算法方面，只有少量的离线计算应用。80 年代中后期，最优化算法的进展，尤其是现代内点最优化理论的突破，使得 OPF 开始在电网控制中心能量管理系统（EMS）中得到应用。随着 90 年代电力交易市场的发展，OPF 开始逐渐发展成为 EMS 中的一个应用功能。由于在线应用的 OPF 的正常运行对状态估计和在线潮流计算结果的可信性要求很高，并且 OPF 算法的鲁棒性还满足不了实际应用的要求，长期以来，OPF 只是作为调度员日常调度工作的参考，以 OPF 的计算结果进行调度控制的情况还不普遍。随着调度自动化技术的发展，状态估计和在线潮流的可信性大大提高，OPF 算法鲁棒性也不断增强，已经开始使用 OPF 进行在线优化计算并指导对电网的稳态实时控制，如无功功率和自动电压控制。

参考书目

张伯明，陈寿孙，严正．高等电力网络分析．北京：清华大学出版社，2007.

刘明波，谢敏，赵维兴．大电网最优潮流计算．北京：科学出版社，2010.

Jorge Nocedal, Stephen J. Wright. Numerical Optimization. 北京：科学出版社，2006.

yougong gonglü yu pinlü zidong kongzhi

有功功率与频率自动控制 (automatic control for active power and frequency) 通过控制发电机等电源的有功出力来跟踪电力系统的负荷变化，从而维持系统频率和联络线交换功率保持在规定范围之内的自动控制，也称自动发电控制（automatic generation control，AGC）或负荷频率控制（loadfrequency control，LFC），它是能量管理系统（energy management system，EMS）的一个重要组成部分。20 世纪 50 年代，为满足互联电力系统间的协调控制的需求，发展了自动发电控制技术，其主要任务是：①使系统的总发电出力满足总负荷要求，主要由原动机调速器的速度控制（也称一次调频）来实现。②使电力系统的实际频率与额定频率之间的误差趋于零，即自动频率控制（又称二次调频），由调节发电机的频率特性来实现。③在联网系统各成员之间合理分配发电机出力而使联络线上的交换功率满足预先商定的计划值，从而保证联网系统的运行水平及各成员的自身利益。

主要控制方式 包括恒定频率控制、恒定联络线交换功率控制、联络线负荷频率偏差控制。

恒定频率控制 只考虑系统频率偏差的修正。其主要控制指标为区域控制误差（area control error，ACE）为

$$ACE = B\Delta f$$

区域控制误差应小于某一设定值。式中 B（bias）为区域频率偏差系数，是系统频率变化与负荷变化之间的折算系数，不少系统采用本区域的自然频率特性值，每年修正一次；也有些系统采用可变 B 值，将其定义为系统负荷、频率响应特性、系统当前负荷水平及频率偏差 Δf 的函数。Δf 为频率偏差，即系统实测频率与额定频率 f_n 之间的差值。

恒定联络线交换功率控制 只考虑联络线交换功率偏差的修正。在这种控制模式下，区域控制误差为

$$ACE = \Delta P_{TL} \tag{1}$$

式中 ΔP_{TL} 为联络线实测功率 P_{TL} 与计划交换功率 P_{TL0} 之间的差值。

联络线负荷频率偏差控制（tie-line load and frequency bias control，TBC） 综合了恒定频率控制和恒定联络线交换功率控制这两种控制方式。在这种控制模式下，区域控制误差为

$$ACE = B\Delta f + \Delta P_{TL} \tag{2}$$

上述三种控制方式中联络线负荷频率偏差控制是最常用的。

在上述三种控制方式基础上，在实际应用中还可考虑时间误差 ΔT 的修正及偿还区域累积的联络线交换电能量偏差 ΔE_{TL}，即可将联络线频率偏差控制中的 ACE 扩展为

$$ACE = B(f - f_0 - C_T\Delta T) + (P_{TL} - P_{TL0} - C_E\Delta E_{TL}) \tag{3}$$

式中 C_T 为考虑时间差 ΔT 修正时对额定频率 f_0 的转换系数，时间差 ΔT 为电力系统时钟与标准时钟之差，正比于系统频率偏差 Δf 的累积值；C_E 为联络线交换电能量偏差修正系数，即将联络线交换电能量偏差 ΔE_{TL} 折算为对联络线计划交换功率的偏置所对应的系数。

式（3）中，考虑 ΔT 和 ΔE_{TL} 的修正不应与式（2）的自动发电控制目标相冲突；如发生冲突，应禁止该修正。另外，为避免频繁和不必要的修正，应对 ΔT 和 ΔE_{TL} 的修正设置一定的死区，误差值大于死区后，才启动相应的修正。

控制方法 比例积分（proportion integration，PI）控制是自动发电控制广泛采用的控制律。该控制中控制调节量 ΔP_g 为

$$\Delta P_g = K_P \times ACE + K_I\int_0^t ACE\,dt \tag{4}$$

式中 ΔP_g 是根据当前的区域控制误差确定所需的发电出力调节量；K_P、K_I 分别为比例、积分增益。为了获得较好的控制质量（如快速响应速度及减小超调），可适应性地调整自动发电控制增益，即 K_p，K_I 随系统不同而取不同的数值。在实际应用中，还可以对区域控制误差进行滤波，并加以死区控制，以避免负荷随机波动引起 AGC 不必要的和不正确的控制动作。

性能评价标准 为评价控制区的负荷频率控制性能，北美电力可靠性协会（North American Electric Reliability Council，NERC）于 20 世纪 60 年代提出 A1/A2 标准。为更加客观地评价各控制区的负荷频率控制对互联电力系统的作用，1997 年北美电力可靠性协会又提出了取代了原来的 A1/A2 标准的控制性能规范（control performance specification，CPS）标准，并获得广泛应用。以 CPS 标准的定义、计算方法以及 CPS 标准的控制指标可以评价控制性能。

CPS 标准的定义 CPS 标准包括 CPS1 和 CPS2 两个标准。

CPS1 标准是以统计 1min 平均值来计算考核指标的。CPS1 标准指控制区在一个长时间周期（如一年）内，其区域控制偏差 ACE 应满足式（5）的要求

$$\text{AVERAGE}_{\text{period}}\left[\frac{ACE_i}{-10B_i}(f_1 - f_0)\right] < \varepsilon_1^2 \tag{5}$$

式中 ACE_i 为控制区 i 的区域控制偏差的 1min 平均值；B_i 为控制区 i 的频率偏差系数，此值为负数，单位为 MW/0.1Hz；f_1 为控制区域实际频率的 1min 平均值；f_0 为控制区域标准频率；ε_1 为一年时段内互联电力系统实际频率与标准频率偏差的 1min 平均值的均方根值，如式（6）表示

$$\varepsilon_1 = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}(\Delta f_i)^2}{n}} \tag{6}$$

式中 n 为一年时间段中的分钟数；Δf_i 为第 i 分钟频率偏差的 1min 平均值；ε_1 是一个长期的考核指标，在互联电力系统中，各控制区的 ε_1 值均相同，且为一固定常数。

CPS2 标准是以统计 10min 平均值来计算考核指标的。CPS2 标准指在一个时间周期（如一年）内，控制区区域控制误差的 10min 平均值，它必须控制在限值 L_{10} 内，即满足

$$\text{AVERAGE}_{\text{period}}(ACE_{10\min}) \leqslant L_{10} \tag{7}$$

式中 $L_{10} = 1.65\varepsilon_{10}\sqrt{(-10B_i)\times(-10B_s)}$，$\varepsilon_{10}$ 为给定一年时间段中，10min 实际频率平均值与给定基准频率的偏差的均方根值；B_s 为互联电网全网的频率偏差系数。

CPS 标准的计算方法 令

$$CF = \text{AVERAGE}_{\text{period}}\left[\frac{ACE_i(f_1 - f_0)}{-10B_i\varepsilon_1^2}\right]$$

则有 CPS1 的计算公式

$$CPS1 = (2 - CF) \times 100\% \tag{8}$$

可见，$CF < 0$ 或者 $CPS1 \geqslant 200\%$ 表示区域自动发电控制的

调节对减少控制区区域控制误差或者系统频率偏差有利；$100\% \leqslant CPS1 < 200\%$对控制区区域控制误差或者系统频率偏差的影响未超出影响范围；$CPS1 < 100\%$，则自动发电控制调节已超出了影响范围。

CPS2 的计算公式为

$$CPS2 = (10\text{min}ACE\ 合格点/总的\ 10\text{min}\ 日历点) \times 100\%$$

CPS 标准的控制指标　对每个控制区，按照 CPS1/CPS2 标准对其区域 AGC 性能进行评价，其控制指标要求如下：CPS1≥100%，CPS2≥90%。

控制级别　以将频率控制在 50Hz 为例，根据系统当前频率状态，实施死区、正常、紧急状态三个等级的自动发电控制。

死区状态　当系统频率接近额定频率（$|f-50\text{Hz}| < f_R$），且$|ACE| < L_{10}$时，可不进行任何自动发电控制。

正常状态　当系统频率偏离额定频率（$|f-50\text{Hz}| > f_R$）时；或者尽管系统频率接近额定频率，但$|ACE| > L_{10}$时，可按原来的控制策略进行自动发电控制，迫使区域控制误差在数分钟内过零。但是，为了获得较高的 CPS1 指标，当$|f-50\text{Hz}| > f_R$，应设定一个过零偏移量（如取与频率偏差反方向的$1/3L_{10}$值），作为过零的“零”点。

紧急状态　当系统频率偏离额定频率较大（$|f-50\text{Hz}| > f_T$）时，应迫使区域控制误差快速过零，此时必须设定与频率偏差反方向的过零偏移量；如果区域控制误差与过零偏移量处于同一方向，且区域控制误差的绝对值大于过零偏移量的绝对值，则可不进行任何自动发电控制，使其保持对系统频率的帮助作用。

多区域自动发电控制　随着电力系统互联规模的不断扩大，对自动发电控制策略提出了新的要求，出现了一些新的适应多区域电网的自动发电控制模式，如自动发电分层控制模式和自动发电优化控制模式。

自动发电分层控制模式　在有多控制区的互联电力系统中，通常有一个控制中心负责协调整个电力系统的频率控制，而系统内各个区域的分控制中心控制各区域内部的机组，各区域之间联络线的潮流是允许自由流动的（无联络线交换计划）。在这种情况下，自动发电控制方式应是分层的定频率控制（fixed frequency control，FFC），即由控制中心根据电力系统频率的变化，向各分控制中心发出调节发电机输出功率的指令，而由分控制中心执行对发电机组的控制。

自动发电优化控制模式　在有多控制区的互联电力系统中，也可以开展自动发电控制调节资源的交易，促进资源优化配置。当某控制区的自动发电控制可控资源不足或使用不经济时，可以向同一互联电网内的其他控制区购买自动发电控制调节资源，从而构成自动发电优化控制模式。

youxian tongxin xianlu

有线通信线路

（wire communication line）　通过传输介质实体实现通信设备间电信号或光信号传送的线路。常用的传输介质有架空明线、通信电缆和通信光缆。信号在有线通信线路传输的过程中，能量被约束在传输介质中，传输损耗较低、不易扩散，保密性较好。

有线通信线路早期使用架空明线较多，后来逐步改用架空电缆、地下电缆和光缆。有线通信是电力通信系统中使用的最普遍、最重要的一种通信方式，主要包括光纤通信和载波通信。载波通信主要用于短距离、小带宽信号的传输，光纤通信多用于长距离、大带宽信号的传输。无线微波中继通信作为应急情况下的辅助通信传输方式依然存在。

有线通信线路型式　常用的有线通信线路有架空明线、通信电缆和通信光缆。

架空明线　用裸露的铜钱、铁线或铝线作为传输介质（导体），并用绝缘子、横担和支柱（电杆）把导体支持起来架设在空中。

电杆为一般木料或钢筋混凝土杆，用瓷质绝缘子，横担用木质或角钢制造。两相邻电杆之间距离称为档距，平坦地段的档距一般约为 50m，对一些特殊地形，如跨越河流、山谷等应采用大档距。为使线路横向稳定，电杆的侧向常用钢拉线加固。

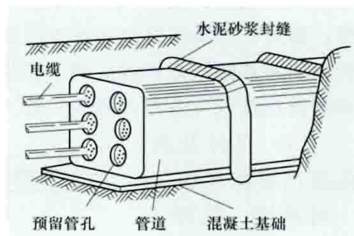
架空明线的特点有：①线路设备简单，容易拆除和架设，发生故障时较易修理，初次架设投资较少。②容易受到天气、自然灾害的影响。③容量较小，传输频带窄，在通信业务量比较小的地区采用明线线路比较经济。

通信电缆　由多根相互绝缘的导体按一定方式绞合成缆芯，缆芯外面加上护套而构成。按缆芯组成形式不同，通信电缆分为对称电缆和同轴电缆两类。对称电缆中有音频电缆和高频电缆，同轴电缆则有大同轴、中同轴、小同轴和微同轴之分。按电缆敷设方式不同，也可分为架空电缆、直埋电缆和管道电缆。

架空电缆。用钢绞线架设在电杆上，然后把电缆吊挂在钢绞线上，对于自承式电缆，则可直接将电缆架设在电杆上，无需钢绞线支承。

直埋电缆。将电缆直接埋入地下，埋设深度在冻土层以下，电缆的外层应有钢带铠装保护，避免外力对电缆的机械损伤和腐蚀。

管道电缆。把电缆管道先埋入地下，然后将电缆穿入管道构成通信线路，如图所示。电缆管道由混凝土制造，有 2 孔、4 孔、6 孔等规格，可以并行铺设以增加管孔数量。施工时将整块管道纵向连接成长度不越过 150m 的小段，小段两端连接电缆入孔，若干小段纵向延伸以构成全线通信电缆管道。电缆穿入管道孔中，接头在入孔处加工。管道不但能更好地保护电缆以防外力损伤，而且便于维修和更换，故可靠性高，在城市的通信网中广泛采用，但造价较高。



管道电缆结构示意图

通信光缆　见光缆。

有线通信线路的复用　代表信息的电信号，包括音频信号和直流脉冲，常被调制成不同频带的高频信号（频分复用）或被取样、量化和编码形成脉冲编码调制（pulse-code modulation，PCM，时分复用），然后将这些调制后的信号叠加起来在一对通信线路上传输，以实现通信线路的多路复用。这种方法可在一对架空明线或一对电缆芯线上开通数十

路电话或数据通道（同轴电缆可复用数百至一万多条话路）。在光缆中，不仅可将电信号时分复用后调制成单一波长的光信号传输，还可在同一纤芯中利用不同波长传送多路光信号（波分复用），容量可高达几十万话路甚至更多。另外在长距离有线通信线路上，由于信号的传输都有一定衰减，因此每隔一定距离，为满足一定信噪比的要求应设置光放大器或数字中继站，使模拟信号得到放大，脉冲信号得到整形和再生。在配有中继站的线路上，传输距离可达数千公里。

yuandongji he tiaosu xitong shuxue moxing

原动机和调速系统数学模型 (mathematical models of prime mover and governor) 同步发电机原动机和调速系统特性和行为的数学描述。作为电力系统数学模型的重要组成部分，主要用于电力系统稳定的计算分析。原动机是向同步发电机提供机械功率和机械能的机械装置，如汽轮机、水轮机等。调速系统是控制原动机向发电机输出机械功率，保持电力系统正常运行频率，以及在并列运行的发电机之间合理分配负荷的调节系统，一般分为控制器和执行机构两部分。控制器根据给定值（发电机组功率给定值或/和发电机组的转速给定值）与相应被控量的偏差形成控制指令发送给执行机构，执行机构接收控制指令并将其放大转化为液压系统行程，以控制进入原动机的蒸汽流量或水流量，从而控制原动机运行。

原动机数学模型 常用到的有汽轮机数学模型和水轮机数学模型。

汽轮机数学模型 一般的火力发电厂均以汽轮机为原动机，汽轮机是以一定温度和压力的水蒸气为工质的叶轮式发动机。在电力系统分析中均采用简化的汽轮机动态模型，其动态特性只考虑汽门和喷嘴间的蒸汽惯性引起的蒸汽容积效应，即当汽门开度改变时，在汽门和喷嘴间存在的蒸汽的压力不会立即变化，因而汽轮机的输出功率也不会立即变化，而有一个时滞。

汽轮机在计及蒸汽容积效应时，常采用以下三种动态模型，即只计及高压蒸汽容积效应的一阶模型，计及高压蒸汽和中间再热蒸汽容积效应的二阶模型和计及高压蒸汽、中间再热蒸汽及低压蒸汽容积效应的三阶模型。

（1）只计及高压蒸汽容积效应的一阶模型。见图1（a），设蒸汽为额定参数，则其传递函数为

$$\frac{P_M}{\mu}=\frac{1}{1+sT_{CH}} \quad (1)$$

式中 μ 为汽门开度；P_M 为汽轮机机械功率；T_{CH} 为高压蒸汽容积时间常数，一般为 0.1～0.4s。P_M、μ 为标幺值。

（2）计及高压蒸汽和中间再热蒸汽容积效应的二阶模型。见图1（b），其传递函数为

$$\frac{P_M}{\mu}=\frac{1}{1+sT_{CH}}\left(\alpha+\frac{1-\alpha}{1+sT_{RH}}\right) \quad (2)$$

式中 α 为高压缸稳态输出功率占汽轮机总输出功率的百分比，一般 α 为 0.3 左右；T_{CH} 为中间再热蒸汽容积时间常数，一般为 8～16s。

（3）计及高压蒸汽、中间再热蒸汽及低压蒸汽容积效应的三阶模型。见图1（c），其传递函数为

$$\frac{P_M}{\mu}=\frac{1}{1+sT_{CH}}\left[F_{HP}\frac{1+(1+\lambda)sT_{RH}}{1+sT_{RH}}+\frac{1-\lambda}{1+sT_{RH}}\left(F_{IP}+\frac{F_{LP}}{1+sT_{CO}}\right)\right] \quad (3)$$

式中 F_{HP}、F_{IP}、F_{LP} 分别为高、中、低压缸稳态输出功率占总输出功率的百分比，$F_{HP}+F_{IP}+F_{LP}=1$，一般 $F_{HP}:F_{IP}:F_{LP}=0.3:0.3:0.4$；$T_{CO}$ 为低压蒸汽容积时间常数，一般为 0.3～0.5s。汽轮机高压缸在动态过程中的出力比例将大于稳态时的比例，采用高压缸功率自然过调系数描述此现象，如图1（c）中的系数 λ，一般为 0.5～0.9，位于高压缸和中压缸之间。

水轮机数学模型 水力发电厂以水轮机为原动机。水轮机是以一定压力的水为工质的叶轮式发动机，电力系统分析中均采用简化的水轮机及引水系统动态模型，其动态特性一般只考虑引水管道由于水流惯性引起的水锤效应，即当导水叶开度突然增大时，水压瞬间减小，水轮机瞬时功率不是增大而是减少。反之亦然。这一现象称为水锤现象，或称水击。

当引水管道较短时，一般忽略引水管道的弹性，只计及刚性引水管道的水锤效应，即刚性水击。进一步假定水轮机为理想无损，在额定水头、额定转速和额定工况下运行，则 P_M 和 μ 间的传递函数为

$$\frac{P_M}{\mu}=\frac{1-sT_W}{1+0.5sT_W} \quad (4)$$

式中 T_W 为水流时间常数，即在稳态额定水头条件下，水流经引水管道所需的时间，一般 $T_W=0.5\sim4s$。式（4）是电力系统分析中最常用的水轮机简化模型，见图1（d）。

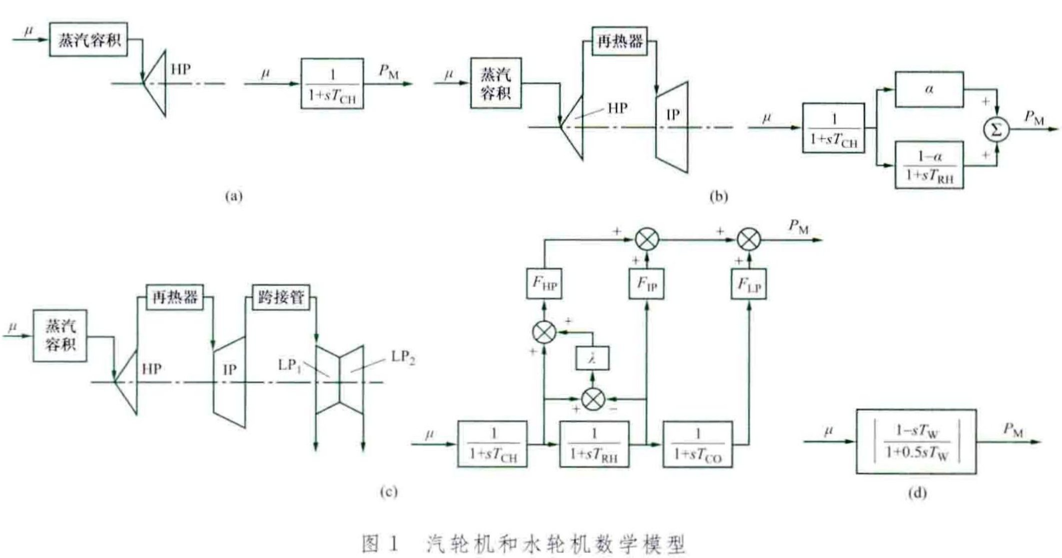


图1 汽轮机和水轮机数学模型

(a) 汽轮机一阶模型；(b) 汽轮机二阶模型；(c) 汽轮机三阶模型；(d) 水轮机简化模型

调速系统数学模型 控制原动机运行的闭环调节系统的数学描述。可分为传统调速系统数学模型和新型调速系统数学模型。

传统调速系统数学模型 大型水轮机的调速系统主要有机械调速器和电气液压调速器两类。大型汽轮机的调速系统主要有液压调速器和功频电液调速器两类。电力系统分析中一般采用简化的数学模型。

图 2（a）、图 2（b）是传统的水轮机、汽轮机调速系统数学模型。其区别主要在于后者没有软反馈，而硬反馈放大倍数 $K_i=1$。参数典型值见表 1。

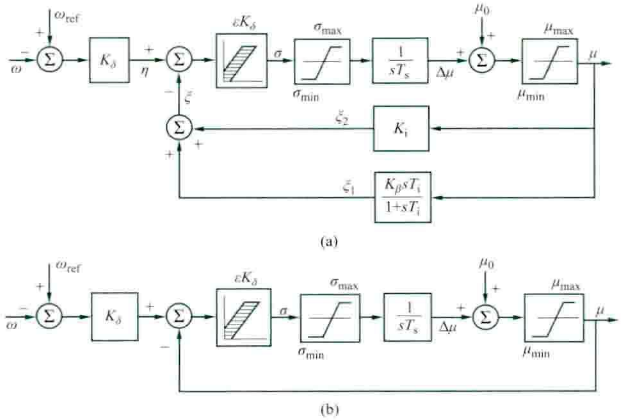


图 2 传统调速系统数学模型

（a）水轮机调速系统；（b）汽轮机调速系统

表 1 汽轮机和水轮机调速系统参数的典型值表

符号	参 数	水轮机	汽轮机
K_δ	测速器放大倍数	10～20	15～30
ε	失灵区	0.1%～0.7%	0.1%～0.5%
K_i	硬反馈放大倍数	0.3～1	1
K_β	软反馈放大倍数	1～10	—
δ_i	静调差系数 $\delta_i \triangleq \frac{K_i}{K_\delta}$	0.03～0.06	0.03～0.06
β	软反馈系数 $\beta \triangleq \frac{K_\beta}{K_\delta}$	0～0.6	—
T_s	接力器或油动机时间常数（s）	4～7	0.1～0.5
T_i	软反馈时间常数（s）	2.5～10	—

新型调速系统数学模型 新型调速系统主要采用数字电气液压调速器，其数学模型细分为执行机构和控制器的数学模型。

（1）执行机构数学模型。执行机构将控制器发出的控制信号放大为调节汽门开度或者导水叶开度，控制进入汽轮机的蒸汽流量或者进入水轮机的水量，达到控制原动机运行的目的。执行机构本身为一个闭环系统，接受控制器的指令，根据当前的开度和指令的偏差形成控制信号，经过比例积分微分（proportion integration differentiation，PID）控制、电液转换以控制错油门，改变进入油动机的油量，使得油动机动作。

汽轮机并网之后中压缸调节汽门很快就会全开，所以执行机构指的是高压缸的调节汽门（简称高调门）。机组一般有四个或者六个高调门，其动作特性基本一致，可采用一个高调门模型来模拟多个高调门的特性。水轮机的执行机构为电液/机液随动系统、主接力器以及导水叶。需经放大环节将控制器的弱电信号放大为可以驱动主接力器的油压。汽轮机和水轮机的执行机构结构上基本相同，其模型可统一描述，见图 3。模型中主要包括 PID 环节和油动机环节。执行机构参数的一般取值范围见表 2。

表 2 执行机构参数的一般取值范围

参 数 名	数值范围
μ，汽门开度或导水叶开度	0～1.1
T_C，油动机关闭时间常数（s）	1～20
T_O，油动机开启时间常数（s）	1～20
VEL_{CLOSE}，过速关闭系数	−1.0～0
VEL_{OPEN}，过速开启系数	0～1.0
P_{max}，原动机最大输出功率，油动机最大行程或调节汽门最大开度	1～1.1
P_{min}，原动机最小输出功率，油动机最小行程或调节汽门最小开度	0
K_P，PID 模块比例环节放大倍数	5～80.0
K_D，PID 模块微分环节放大倍数	0～5
K_I，PID 模块积分环节放大倍数	0～10

（2）控制器数学模型。火电厂的控制器包括控制汽轮机的调速系统和协调控制系统（coordination control system，CCS）；水电厂的控制器包括控制水轮机的调速系统和监控系统。

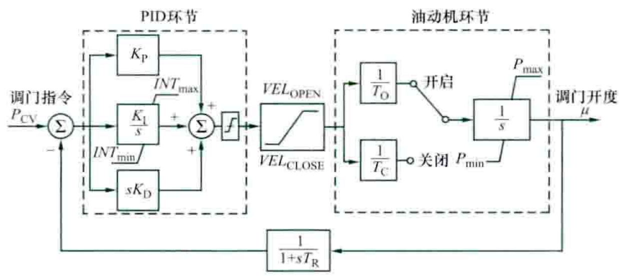


图 3 执行机构的数学模型

典型的汽轮机控制器数学模型如图 4 所示。其控制方式包括功率控制、阀位控制以及主蒸汽压力控制三种模式。其中功率控制和主蒸汽压力控制为闭环控制，阀位控制为开环控制，各种控制方式都可以实现一次调频功能。汽轮机控制器参数的一般取值范围见表 3。

表 3 汽轮机控制器参数的一般取值范围

参 数 项	数值范围
T_{R1}、T_{R2}、T_{R3}，测量时间常数（s）	0.01～0.03
ΔT_1、ΔT_2，测量环节延时时间（s）	0～2
DB，转速调节死区	0.002～0.005
K_P，比例环节放大倍数	1～10
K_D，微分环节放大倍数	0.5～5
K_I，积分环节放大倍数	0.5～10

典型的水轮机控制器数学模型如图 5 所示。其控制方式

包括开度控制、功率控制，各种控制方式都可以实现一次调频功能。水轮机控制器参数的一般取值范围见表 4。

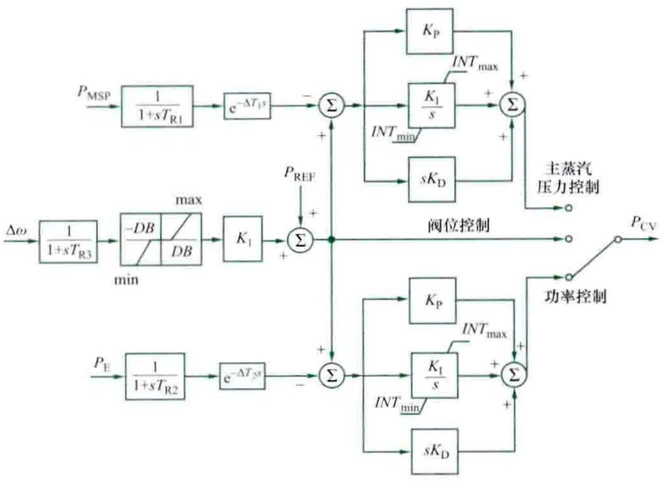


图 4　汽轮机控制器数学模型

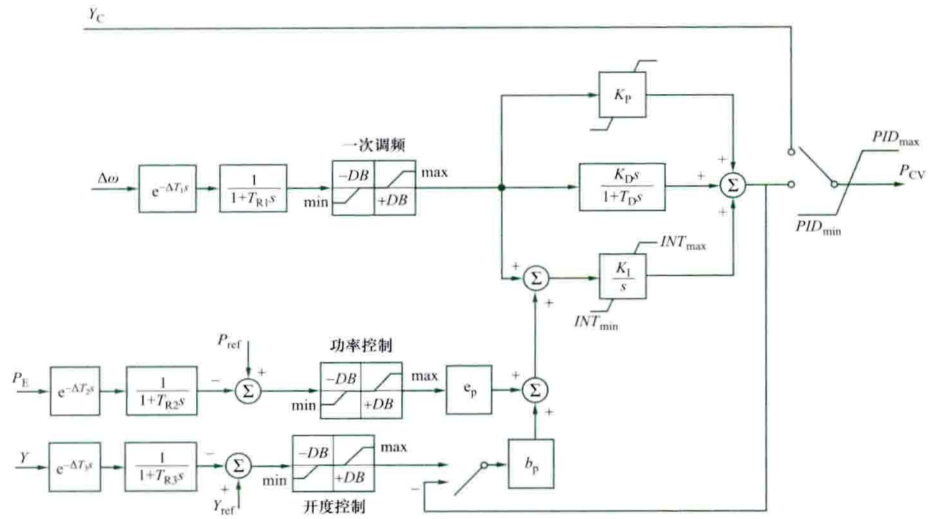


图 5　水轮机控制器数学模型

表 4　水轮机控制器参数的一般取值范围

参　数　项	数值范围
T_{R1}、T_{R2}、T_{R3}，测量时间常数（s）	0.01～0.05
ΔT_1、ΔT_2、ΔT_3，测量环节延时时间（s）	0～2
DB，转速调节死区	0.002～0.005
K_P，比例环节放大倍数	1～10
K_D，微分环节放大倍数	0.5～5
K_I，积分环节放大倍数	0.5～10
T_D，微分环节时间常数（s）	0.01～0.2
b_p，永态差值系数	0.03～0.06

参考书目

IEEE Committee Report. Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies. IEEE Trans, PAS-92, Nov./Dec. 1973, 1904-1915

IEEE Working Group Report. Dynamic Models for Fossil Fueled Steam Units in Power System Studies. IEEE Trans, on PWRS, Vol. 6, May 1991, 753-761

IEEE Working Group Report. Hydraulic Turbine and Turbine Control Models for System Dynamic Studies. IEEE Trans, on PWRS, Vol. 7, Feb. 1992. 167-179

魏守平. 水轮机控制工程. 武汉：华中科技大学出版社，2005.

李崇坚. 交流同步电机调速系统. 北京：科学出版社，2006.

yuanduan weihu

源端维护　（source oriented data maintenance）

见变电站自动化系统智能化应用功能。

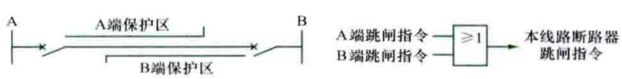
yuanfang tiaozhashi baohu

远方跳闸式保护　（direct intertripping protection system）　经通道传输远方跳闸指令使指定对象的断路器跳闸的线路保护。远方跳闸式又称直接跳闸式，以区别于本地的连锁跳闸方式，当指定对象接收该跳闸指令后不附加其他判据即直接使断路器跳闸。

用途　主要有本线路两端相互直接跳闸、相邻线路对端远方跳闸与远方控制指定对象跳闸三方面。

（1）本线路两端相互直接跳闸。当判定为被保护线路区内故障的一端保护（欠范围式）动作后向各端发出断路器跳闸指令，接收端在收到跳闸指令后，不再经其他任何控制，立即执行，以断开线路故障，为方向比较式纵联保护的一种类型，在有的超高压电力网中得到应用，如图所示为原理示意图。

（2）相邻线路对端远方跳闸。保护动作发出跳闸指令使相邻线路对端的断路器跳闸，以断开电源。实际应用这种保护式的情况主要有：采用变压器高压侧无断路器的线路变压器接线方式，当变压器差动保护动作后，同时送出远方跳闸指令使线路对端的电源侧断路器跳闸；$1\frac{1}{2}$ 断路器母线接线方式变电站的中间断路器拒动时送出远方跳闸信号使相邻线路对端的断路器远方跳闸；直接接到线路上的超高压并联电抗器内部故障，保护动作后除断开本侧断路器外还同时送出远方跳闸信号使远端线路断路器跳闸等。



欠范围相互直接跳闸式纵联保护原理示意图

（3）远方控制指定对象跳闸。主要用于维持电力系统的安全与稳定运行，避免电力系统崩溃造成系统大面积停电。例如，当重要的超高压线路故障时，在线路保护装置动作的

同时，或当线路重合闸失败后，发出相应的远方跳闸指令，紧急限制电力系统中有关电厂的出力（切机）或限制负荷（切负荷），或者在预定的解列点实现电力系统解列等。这种远方跳闸与控制属于电力系统保护即电力系统安全自动装置的范畴，是实现电力系统安全控制必不可少的技术手段。

主要类型　依远方跳闸指令的形式及其传输通道不同分为移频式与数字式两种类型。

（1）移频式。用于电力线载波与频分多路微波通道。

（2）数字式。用数字微波通道传输编码的远方跳闸指令，具有高度的安全性。

安全性评价　如果利用电力线载波通道传输直接跳闸命令，为避免由于各种可能引入的强干扰引起接收侧误收跳闸命令而产生误动作，宜增设由可靠反应电力系统状态变化的就地判据予以监控，即实现“与”方式跳闸，以提高其动作安全性。

yuanfang zhongduan zhuangzhi

远方终端装置　（remote terminal unit）　见变电站测量与控制装置。

yunjisuan

云计算　（cloud computing）　通过网络统一组织和灵活调用各种信息资源，实现大规模计算的信息处理方式。云计算利用分布式计算和虚拟资源管理等技术，通过网络将分散的信息资源（包括计算、存储、软件等）集中起来形成共享的资源池，并以动态按需和可度量的方式向用户提供服务。提供服务的资源池被称为“云”。

云计算有四个方面的核心特征：①宽带网络连接，“云”不在用户本地，用户要通过宽带网络接入“云”中并使用服务，“云”内节点之间也通过内部的高速网络相连。②对信息资源的共享，“云”内的信息资源并不为某一用户所专有。③快速、按需、弹性的服务，用户可以按照实际需求迅速获取或释放资源，并可以根据需求对资源进行动态扩展。④服务可测量，服务提供者按照用户对资源的使用量进行计费。

发展　“云计算”最早由 Kenneth K Chellapa 教授提出，1997 年在美国达拉斯召开的 Informs 学术会议中进行了以下描述：“云计算是一种计算方式，计算边界将由经济学原理而不是技术限制来确定”。2006 年 3 月，亚马逊（Amazon）推出弹性计算云（elastic compute cloud，EC2）服务。2006 年 8 月 9 日，Google 首席执行官埃里克·施密特（Eric Schmidt）在搜索引擎大会（SES San Jose 2006）进一步提出“云计算”（cloud computing）的概念。Google“云端计算”源于 Google 工程师克里斯托弗·比希利亚所做的“Google 101”项目。随后，IBM、雅虎、惠普、英特尔等厂商纷纷发布自己的云计算定义。经过多年总结，美国国家标准与技术研究院（NIST）对云计算做出正式定义：云计算是一种能够通过网络以便利的、按需付费的方式获取计算资源（包括网络、服务器、存储、应用和服务等）并提高其可用性的模式，这些资源来自一个共享的、可配置的资源池，并能够以最省力和无人干预的方式获取和释放。

分类　按照服务对象的不同，云计算一般分为公有云和私有云两大类。前者指的是面向广域范围内的服务对象的云计算服务，一般具有社会性、普遍性和公益性等特点；而后者一般是指社会单位为自身需要所建设的自有云计算服务模式，一般具有行业性特点。

按照层次的不同，云计算一般可分为基础设施即服务（infrastructure as a service，IaaS），平台即服务（platform as a service，PaaS）和软件即服务（software as a service，SaaS）。云计算服务通常提供通用的在线商业应用，该应用的软件和数据可存储在数据中心。

（1）基础设施即服务（IaaS）。消费者通过因特网可以获得完善的计算机基础设施服务。

（2）平台即服务（PaaS）。PaaS 实际上是指将软件研发的平台作为一种服务，以 SaaS 的模式提交给用户。因此，PaaS 也是 SaaS 模式的一种应用。但是，PaaS 的出现可以加快 SaaS 的发展，尤其是加快 SaaS 应用的开发速度。

（3）软件即服务（SaaS）。它是一种通过 Internet 提供软件的模式，用户无需购买软件，而是向提供商租用基于 Web 的软件，来管理企业经营活动。相对于传统的软件，SaaS 解决方案有明显的优势，包括较低的前期成本、便于维护及快速展开使用等。

云计算可以最大限度地整合现有资源，将计算资源、存储资源、网络资源云化为资源池，为系统提供超级计算能力，可以提高资源利用率、降低能耗、节约成本，是未来计算领域的发展方向。

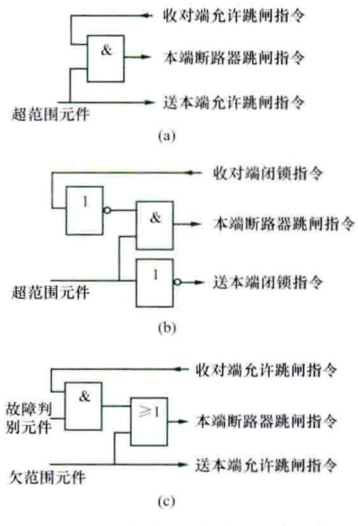
参考书目

周洪波．云计算：技术、应用、标准和商业模式．北京：电子工业出版社，2011.

吴朱华．云计算核心技术剖析．北京：人民邮电出版社，2011.

yunxushi yu bisuoshi zonglian baohu

允许式与闭锁式纵联保护　（permissive and blocking mode pilot protection system）　被保护线路各端在故障时要求经通道传输不同功能信号的两种线路纵联保护。当本线路内部故障时，纵联保护各端经通道传输允许对端断路器跳闸的指令者，称为允许式纵联保护；而在本线路外部故障时，各端经通道传输闭锁对端保护的断路器跳闸指令者，为闭锁式纵联保护。



常用的方向比较式纵联保护工作方式原理框图

（a）超范围允许式；（b）超范围闭锁式；（c）欠范围允许式

主要类型　常用的方向比较式纵联保护主要有欠范围允许式、超范围闭锁式和超范围允许式三种工作方式。图中给出三种工作方式原理框图。

原理　①在欠范围允许式中，任一端的欠范围元件动作，即向其他各端发出允许跳闸指令，各端收到此一指令

后即认定为本线路发生了内部故障，实现跳闸；否则不动作。②在超范围闭锁式中，一种方式是在监测电力网发生了故障的同时，任一端正方向超范围元件不动作，另一种方式是任一端的反方向故障元件动作，即向各端发出闭锁指令，各端收到此一指令时即认定为外部故障，闭锁保护装置动作；如果本端故障元件判定为正方向故障而又未收到闭锁指令时，即认定为发生了内部故障，实现跳闸。③在超范围允许式中，各端方向性超范围元件同时动作，并相互送出与收到允许跳闸指令时，才认定为本线路发生了内部故障，实现跳闸；否则不动作。

特点　①允许跳闸式工作的安全性优于闭锁式，其中以欠范围允许式安全性较高；而超范围闭锁式的动作可信赖性较高。②用于允许式的保护通道应在本线路内部故障时可靠传输各端的故障指令，若采用电力线载波通道，由于此时传输衰耗剧增，极易导致纵联保护拒动，故以利用微波通道为佳。闭锁式纵联保护只要求当本线路外部故障时，通道能可靠传输闭锁指令，可以利用电力线载波或微波通道。③采用微波通道时，应考虑通道衰落可能引起纵联保护拒动（允许式）或误动（闭锁式），并采取必要的措施。④对闭锁式保护，采用快速反应电力网发生故障的元件起动发信并远方起动各端同时发信，而由方向性的正方向故障元件动作停止发信的方式，可以显著地提高整套保护的安全性及快速性。

yunxing kekaoxing

运行可靠性　(operational reliability)　计及元件（线路、变压器、发电机等）的自身健康状况、外部环境条件、系统运行行为和运行条件时，电力系统按可接受的质量和数量要求不间断地向电力用户实时提供电力和电量的能力。评价元件自身健康状况的依据包括变压器油色谱分析结果、设备年龄、设备巡检结果等；元件运行的外部环境条件包括环境温度、风速、湿度、酸雨、酸雾状况等；运行条件包括支路传输功率、节点电压等。除传统电力系统运行行为量（如电压、电流、功率等）外，运行可靠性分析中还需要计及电力系统的运行行为（如机组的爬坡速率、启停成功概率、起动持续时间、切负荷策略、系统频率变化等）。元件的可靠性参数（如故障率等）、电气参数（如输电元件的热容量等）与上述因素密切相关，因此在开展运行可靠性评估时，应针对系统所处的研究时段，依据指标体系，使用相应的运行可靠性模型和计算方法进行。

形成和发展　1999年美国成立了电力可靠性解决方案研究合作组织（Consortium for Electric Reliability Technology Solutions，CERTS），开展了电力市场环境下提高电网可靠性和加强电力市场效率的研究，明确提出“开展有效的实时电网可靠性量测技术研究”。从2000年开始，美国电力科学研究院将运行可靠性分析作为重要的研究方向来支持。在2006年美国电力科学研究院将“具有可视化和模式识别的在线可靠性监视系统”列为研究项目。中国在2004年启动了国家重点基础研究项目“提高大型互联电网运行可靠性的基础研究”，设立子课题“大型互联电网在线运行可靠性的基础理论研究”开展研究工作。

研究时段分类　一般可分为研究时段A、研究时段B、研究时段C和研究时段D共4个研究时段。

(1) 研究时段A。从计时开始的1h以内。在这个时间段内着重研究解决的问题为：①基于能量管理系统/广域测量系统（energy management system/wide area measurement system，EMS/WAMS），在线计算系统在实时运行状态下的可靠性指标；②实时决策系统迅速制订最优控制方案。研究时段A的主要任务是在线给出系统在当前运行状态下的可靠性指标和薄弱环节，供调度人员参考并辅助决策。

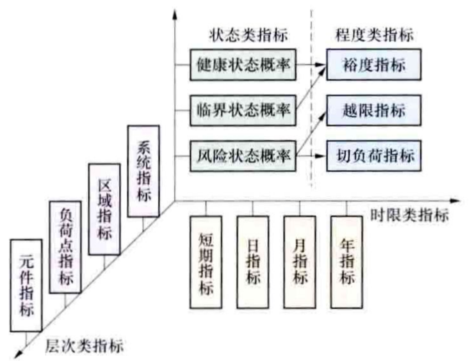
(2) 研究时段B。从计时开始到其后几个小时或几天。在这个时间段内着重研究解决的问题为：①可用发电容量的经济利用；②提供充足的备用容量使系统故障风险低于预测的水平；③估计需购入和售出的电量；④选择突发事故的校正措施。研究时段B的主要任务是协助运行调度人员进行操作。

(3) 研究时段C。从计时开始1年以上。在这个时间段内着重研究解决的问题为：①可用发电容量的经济利用；②水能的不可用度及水能预报不确定性的影响；③经济调度；④电能购入和售出计划；⑤传输容量的估计；⑥需求与计划差额的估计；⑦元件的小修和大修计划。研究时段C的主要任务是制定运行方式。

(4) 研究时段D。从计时起到运行阶段上界（2～4年），每年进行一次评估。在这个时间阶段内要解决的主要问题为：①可用发电容量的经济利用；②机组的封存和修复；③燃料合同；④长期能源购销计划；⑤运行方针的估计和修正。研究时段D的主要任务是保证每年系统的风险度尽量一致。

指标体系　包括状态类指标、程度类指标、层次类指标和时限类指标，能够从可靠性能、评估范围、时间框架三个维度全方位地表征运行可靠性，如图所示。

(1) 状态类指标。综合考虑电力系统的随机性方法和确定性准则，对系统运行状态进行划分，如常用的三状态模型将系统运行状态划分为健康、临界和风险状态。健康状态是指系统能够正常供电（无元件



运行可靠性指标体系示意图

过负荷，电压和频率均在允许范围内），且满足$N-1$准则；临界状态是指系统能够正常供电，但不满足$N-1$准则；风险状态是指系统无法正常供电，可能需要削减负荷。基于该状态划分，定义三个状态指标：健康状态概率、临界状态概率和风险状态概率。

(2) 程度类指标。为了量化系统可靠性，具体描述线路潮流、母线电压等运行安全约束的满足情况及可能导致的切负荷后果，定义三个程度指标：裕度指标、越限指标和切负荷指标。如果系统处于健康状态或临界状态，则进一步通过裕度指标反映系统和元件安全运行的概率和裕度；如果系统

处于风险状态，则进一步通过越限指标反映线路潮流和母线电压越限的可能性和程度；并通过切负荷指标反映负荷损失的可能性和期望值。

（3）层次类指标。根据所关心的区域和目标不同，定义四个层次指标：系统指标、区域指标、负荷点指标、元件指标。

（4）时限类指标。根据所关注的时间框架不同，定义各时间阶段的指标，如分钟或小时级指标、日指标、月指标、年指标等。

运行可靠性模型和计算方法　运行可靠性评估首先要考虑元件运行可靠性模型。在运行可靠性中，元件的故障率受到运行环境、工况、气象因素和人为因素等相关因素的影响，是一个变化的值。考虑到这些因素对元件故障率的影响，可建立基于实时运行条件的元件停运率模型。

运行可靠性的计算方法主要有解析法和模拟法。当系统规模较小时，解析法（主要是事故枚举法）效果较好；当系统规模较大，而且要求考虑运行中的动态复杂因素时，采用概率模拟法。从电力系统暂态分析的角度进行的可靠性评估方法又可分为确定性评估法和不确定性评估法：确定性评估法包括灵敏度分析法、解析法、概率模拟法、概率模拟法与解析法的混合使用法等；不确定性评估法包括贝叶斯后验概率法、模糊算法和人工智能算法等。

运行可靠性评估运用到实际工作中还需要研究以下问题：建立完善的元件和系统实时状态采集和分析系统，提高处理大规模计算的能力和提高计算的实时性，完善基于运行可靠性的辅助决策。

参考书目

孙元章，周家启．大型互联电网在线运行可靠性的基础理论．北京：清华大学出版社，2010.

李文沅．电力系统风险评估——模型、方法和应用．周家启，等译．北京：科学出版社，2006.

Z

zainan beifen

灾难备份 (backup for disaster recovery) 为将信息系统从故障或瘫痪状态恢复到正常状态而对数据、数据处理系统、网络系统、基础设施、专业技术支持能力和运行管理能力进行备份的过程。灾难备份是灾难恢复的基础，是围绕着灾难恢复所进行的各类备份工作。

信息系统灾难指由于人为或自然的原因，造成信息系统运行严重故障或瘫痪，使信息系统支持的业务功能停顿或服务水平不可接受、达到特定时间的突发性事件。灾难备份的目标是实现灾难恢复。灾难恢复指将信息系统从灾难造成的故障或瘫痪状态恢复到可正常运行状态，并将支持的业务功能从灾难造成的不正常状态恢复到可接受状态的过程。用于灾难恢复目的，由数据备份系统、备用数据处理系统和备用的网络系统组成的信息系统称为灾难备份系统，主要由数据备份系统、备份数据处理系统、备份通信网络和灾难恢复计划等组成。

灾难备份的技术衡量指标主要有恢复点目标 (recovery point objective，RPO)、恢复时间目标 (recovery time objective，RTO) 等。恢复点目标是指灾难发生后，系统和数据必须恢复到的时间点要求；恢复时间目标是指灾难发生后，信息系统或业务功能从停顿到必须恢复的时间要求。

随着技术的发展与应用，灾难备份从简单的数据备份、系统备份，发展到集资源保障、人员保障、制度保障等为一体的灾难备份体系。2007 年 11 月，中国首个灾难备份国家标准 GB/T 20988—2007《信息系统灾难恢复规范》正式发布。灾难备份广泛应用于包括政府、金融、电信、交通、能源、公共服务业等信息化依存程度高的行业。

参考书目

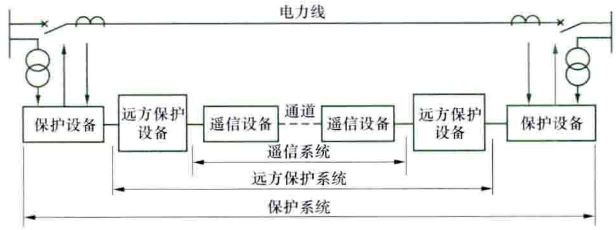
王渝次．灾难恢复的规划及实施．北京：北京交通大学出版社，2006.

王改性，师鸣若．数据存储备份与灾难恢复．北京：电子工业出版社，2009.

zaibo jidian baohu

载波继电保护 (carrier pilot protection system) 利用载波系统的传输设备及其通道传输本线路各端经一定方式调制后的保护信息，并以其相互综合比较为动作判据的一种线路纵联保护。载波继电保护是线路纵联保护的主要形式。根据通信通道可分为高频保护、微波保护、特高频保护、光纤保护、导引线保护。

基本结构 保护装置由来自电压与电流互感器二次的交流输入、形成规定电气量、保护信息综合比较、出口执行诸单元（组成保护设备）以及与通信设备的接口（组成远方保护设备）及通信设备与通道组成（见图）。由保护装置接口经通信终端设备与通道实现本线路各端保护信息的相互传输。



载波继电保护原理框图

通道与信息传输方式 用于载波继电保护的通道共有电力线载波、微波、特高频、光纤、导引线五种。传输保护信息常用调幅 (amplitude modulation，AM)、调频 (frequency modulation，FM，包括移频，frequency shift keying，FSK) 与脉码调制 (pulse code modulation，PCM) 三种方式。

(1) 调幅。最早使用的一种调制方式。技术简单但抗干扰性差，不用于直接传输电气数据量。迄今，在利用可靠性高与较少受环境条件影响的电力线载波通道的方向比较式与电流相位比较式纵联保护中，传输“有-无”信息。

(2) 调频。用于传输表征电气数据量的保护信息。由于以频偏表征数据的量值，故抗干扰性优于调幅制，但技术比调幅制复杂。为减少量化误差，要求调制与解调器在工作范围内非线性畸变要小。其中心频率与最大频偏取决于被传输电气数据量的动态范围与量化精度。调频为宽频带传输方式，用频分多路 (frequency-division multiplexing，FDM) 终端设备与通道传输。移频键控 (frequency-shiftkeying，FSK) 的技术要求比调频简单，但是只能表征保护信息状态的变化，常用于电力线载波通道与微波中继线路上实现远方跳闸与控制。

(3) 脉码调制。将模拟量的每点采样值变换为数字量，码位根据所表征的电气数据量的动态范围与量化精度要求选定，一般为 12 位（包括符号位）。脉码调制具有比较完善的多种校核手段（如固定位、奇偶、冗余码等），抗干扰性强，误码率低。脉码调制的保护信息可以直接由时分多路 (time division multiplexing，TDM) 终端设备经通道传输。

zantailiang baohu

暂态量保护 (transient based protection) 利用故障产生的暂态电气量信息作为故障判别量的继电保护。交流电力系统发生各种类型故障时，电流和电压可分解为工频稳态分量和暂态分量，这些分量都包含与故障有关的信息。暂态量保护采用暂态分量实现故障识别原理，这与采用工频稳态分量实现故障识别原理的稳态量保护，如常规的工频电流保护、工频电压保护、工频距离保护等相区别。

为保障复杂大电网的安全运行，对继电保护的性能提出了更高的要求，工频稳态量保护的动作速度和灵敏度在技术上难以进一步的提高，而暂态量保护具有动作速度快、灵敏度高等特点，在保护性能上具有其独特优势。

暂态分量可根据其信号频带的范围分为行波信号（几百千赫兹以上）和其他暂态信号（几千赫兹至几百千赫兹）。采用行波信号实现故障识别原理的继电保护，又称为行波保护（见线路行波保护）。采用其他暂态信号的保护有多种类型。

由于高频暂态信号信息量大，受通道带宽影响，难以实现双端完整信息的快速交换，暂态量保护主要基于单端电气量和基于快速方向元件的原理。利用母线连接处波阻抗变化特点可以构成输电线路单端电气量边界保护，进而实现基于单端电气量的全线速动保护，也称为无通道保护；利用暂态电流、电压极性可以构成快速方向元件，进而实现快速纵联方向保护。

在中性点经消弧线圈接地的配电网中，单相接地故障的稳态故障特征不明显，也需要采用故障后短时暂态量信息构成保护。

同时利用稳态量和暂态量信息，可以构成基于参数识别的保护原理，可应用于线路保护和主设备保护中。

信息快速采集技术、高速信号处理技术、雷电干扰识别技术等是暂态量保护原理实用化的重要基础。

zantai wending jisuan

暂态稳定计算 (transient stability calculation) 电力系统受到大干扰后稳定性的计算。通常指大干扰功角稳定计算。电力系统暂态稳定是指系统受到大干扰后，各同步发电机保持同步运行并过渡到新的或恢复到原有运行方式的能力。所谓大干扰，是指电力系统受到短路故障，切除或投入线路、发电机、负荷，发电机失磁或者冲击性负荷的作用。

暂态稳定计算在电力系统规划和运行分析中占有重要位置。它不仅为规划系统的电源布局、网络接线、无功补偿和保护配置的合理性提供电力系统暂态稳定性的校核，为制定电力系统运行规程提供可靠的依据，而且可用于研究各种提高暂态稳定的措施，并为继电保护和自动装置参数整定提供依据。

一般对暂态稳定计算都做出了一些假定和规定：①假定短路故障为金属性；②不考虑短路电流中直流分量的作用并假定发电机定子电阻为零；③按给定要求选择发电机组的等价模型，并认为发电机组转速在额定值附近；④给定继电保护的动作时间，重合闸和安全自动装置的时间可以给定或者经过稳定计算选定。

暂态稳定计算的主要工具是计算机。实用的大型电力系统暂态稳定分析计算机软件包，可用于计算具有上万条母线和几千台机组的大型电力系统，随着计算机硬件和软件技术的发展，有多种数学模型和计算方法可供用户选择。有的程序还可由用户自己定义所需要的新模型，为暂态稳定计算提供了有力的手段。

简单电力系统暂态稳定分析 图1示出一个简单电力系统，一台同步发电机经升压变压器T1、双回输电线路W1及W2、降压变压器T2连接到无限大容量母线［$U=C$（常数），$\omega=\omega_0$］上。若在第二回线的始端突然发生短路故障，经继电保护动作跳开第二回线两侧的断路器。对这一简单电力系统受到上述干扰后的暂态稳定可用解析法进行分析。

等面积定则　图1（a）、（b）、（c）分别为正常方式、故障方式、故障后方式示意图；图1（d）表示三种方式下的功率特性曲线。三种方式下的电磁功率为

$$P_{\rm I}=\frac{E'U}{X_{\rm I}}\sin\delta \quad (1)$$

$$P_{\rm II}=\frac{E'U}{X_{\rm II}}\sin\delta \quad (2)$$

$$P_{\rm III}=\frac{E'U}{X_{\rm III}}\sin\delta \quad (3)$$

式（1）～式（3）中$P_{\rm I}$、$P_{\rm II}$、$P_{\rm III}$、$X_{\rm I}$、$X_{\rm II}$、$X_{\rm III}$分别为正常、故障、故障后发电机的电磁功率及与无限大容量母线间联系电抗；E'为发电机暂态电动势；U为无限大容量母线电压；δ为$\underline{E}'$与$\underline{U}$之间的夹角。

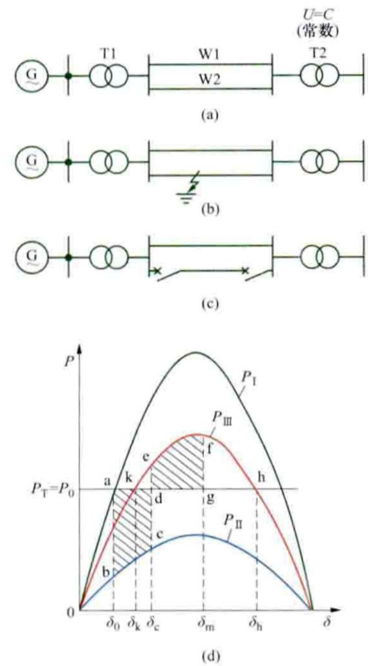


图1　简单电力系统示意图
(a) 正常方式；(b) 故障方式；(c) 故障后方式；(d) 三种方式的功率特性

正常时发电机运行于曲线$P_{\rm I}$与原动机功率P_T的交点a，发电机功率为P_0，对应的角度为δ_0。发生故障后的瞬间，同步发电机将运行在曲线$P_{\rm II}$与$\delta=\delta_0$的交点b上，不平衡功率（线段ab）使得发电机加速，角度增大到c点时（$\omega=\omega_c,\delta=\delta_c$），继电保护动作，断路器切除故障线路W2，则发电机将运行在曲线$P_{\rm III}$与$\delta=\delta_c$的交点e上。此时不平衡功率（线段de）使得发电机减速，由于发电机的$\omega_c>\omega_0$，角度将继续增加到f点（$\omega=\omega_0,\delta=\delta_m$）。点abcd所围面积称为加速面积，等于发电机转子在加速期间所储存的动能。点defg所围面积称为减速面积，等于发电机转子在减速期间所释放的动能。当减速面积等于加速面积时，发电机角度摆至最大值，这时发电机恢复到同步转速。此后，发电机的角度即开始减小。

极限故障切除时间　利用等面积定则，可决定极限切除角δ_{cr}，即最迟必须在到达δ_{cr}角度时切除故障，以便故障切除后转子恢复到同步转速ω_0时的最大摇摆角正好等于δ_h（h点是$P_{\rm III}$与P_T的交点或称不稳定平衡点）。此时有

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{cr}}(P_T-P_{\rm II\,m}\sin\delta)\mathrm{d}\delta=\int_{\delta_{cr}}^{\delta_h}(P_{\rm III\,m}\sin\delta-P_T)\mathrm{d}\delta \quad (4)$$

可推导出

$$\cos\delta_{cr}=\frac{P_T(\delta_h-\delta_0)+P_{\rm III\,m}\cos\delta_h-P_{\rm II\,m}\cos\delta_0}{P_{\rm III\,m}-P_{\rm II\,m}} \quad (5)$$

式（5）中$P_{\rm II\,m}$和$P_{\rm III\,m}$是曲线$P_{\rm II}$和$P_{\rm III}$的最大值，从故障发生时刻开始到抵达极限切除角δ_{cr}的时间就是极限故障切除时间t_{cr}，只有当实际故障切除时间小于极限故障切除时间时，系统才是稳定的。

复杂电力系统暂态稳定计算 复杂电力系统指多台同步发电机经电力网并联运行的系统。复杂电力系统的暂态稳定计算可采用数值计算法和直接法两种方法。数值计算法的通常步骤是：首先确定电力系统的数学模型；然后进行初值计

算；再用逐步积分法求取数值解；最后用摇摆曲线来判断系统的暂态稳定性。直接法见暂态稳定计算直接法。

数学模型　复杂电力系统暂态稳定的数学模型示意图见图2。图中模型分为两大部分：网络部分和发电机、负荷等元件部分。

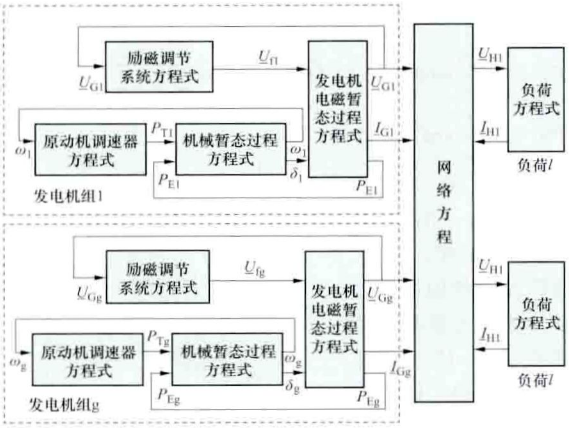


图2　复杂电力系统暂态稳定计算数学模型

网络部分包括各电压等级的输电线路和变压器，在忽略电磁暂态过程的前提下，网络方程常用节点导纳矩阵表示。具有 n 个节点的网络方程如下

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1i} & \cdots & Y_{1n} \\ \vdots & & \vdots & & & \vdots \\ Y_{n1} & & \cdots & & & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \vdots \\ \underline{U}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \vdots \\ \underline{I}_n \end{bmatrix} \tag{6}$$

暂态稳定计算的网络方程，除了模拟正常方式外，还需模拟故障方式或操作方式，同时要对同步发电机及负荷的等值阻抗进行处理。因此，式（6）的形式和内容将根据这些信息不断变化。

元件部分的同步发电机数学模型由四组方程式构成：①发电机电磁暂态过程方程式，描述发电机内电动势（磁通）和电流的暂态变化过程（见同步电机数学模型）；②机械暂态过程方程式，描述转子角度 δ 与转速 ω 随原动机与发电机间不平衡功率（$P_T - P_E$）的暂态变化过程；③励磁调节系统方程式，描述励磁调节系统的输出电压 U_f 随发电机端电压 U_G 的暂态变化过程（见励磁系统数学模型）；④原动机调速器方程式，描述原动机输出的机械功率 P_T 随发电机转速 ω 的暂态变化过程（见原动机和调速系统数学模型）。负荷的数学模型可用动态负荷模型、静态负荷模型或综合负荷模型（见负荷数学模型）来描述。总之，元件的数学模型主要是一阶微分方程组。因此，暂态稳定计算数学模型的一般形式可以写为

$$\frac{dx_i}{dt} = f_i(x_1, x_2, \cdots, x_m, y_1, y_2, \cdots, y_n) \quad (i = 1,2,\cdots,m)$$
$$0 = g_j(x_1, x_2, \cdots, x_m, y_1, y_2, \cdots, y_n) \quad (j = 1,2,\cdots,n) \tag{7}$$

简写为

$$\left.\begin{aligned} \frac{d\boldsymbol{X}}{dt} &= \boldsymbol{f}(\boldsymbol{X},\boldsymbol{Y},t) \\ \boldsymbol{0} &= \boldsymbol{g}(\boldsymbol{X},\boldsymbol{Y}) \end{aligned}\right\} \tag{8}$$

式（8）中 $\boldsymbol{X}$ 表示元件的状态变量，其阶数取决于系统中同步发电机、异步电动机及其他需要计及动态特性元件的个数及每个元件描述的精度。同步电机经典模型仅为2阶微分方程，同步电机复杂模型（包括励磁系统，调速系统）可达12～14阶以上。$\boldsymbol{Y}$ 表示电力系统运行参量，即各节点电压，支路电流、有功功率和无功功率等。$\boldsymbol{Y}$ 的阶数取决于节点数 n。

初值计算　根据电力系统给定运行方式的潮流计算结果，求取微分方程各状态变量初值及待定常数，称为初值计算。初值计算包括求取故障前稳态运行方式下发电机暂态电动势、转子角度、原动机的机械功率、电动机滑差和等值导纳及某些自动装置有关变量的初值。

同步电机转子角度 δ 的初值 $\delta_{(0)}$ 是初值计算的重要内容，转子角 δ 是指同步电机转子 q 轴与公共的 Re-Im（或称同步的 $X-Y$）坐标系中实轴（Re）之间的夹角，Re-Im 坐标系取决于潮流计算平衡节点的给定相位。由于同步电机电动势 $\underline{E}_Q$ 的相量与 q 轴重合，因此求出 $\underline{E}_Q$ 的实、虚部便可决定 $\delta_{(0)}$。设在节点 i 接入一台同步发电机，则 $\underline{E}_{Qi(0)}$ 可由下式求得

$$\begin{aligned} \underline{E}_{Qi(0)} &= \underline{U}_{i(0)} + \underline{I}_{i(0)}(R_{ai} + jX_{qi}) \\ &= E_{QRi(0)} + jE_{QIi(0)} \end{aligned} \tag{9}$$

式中 $\underline{U}_{i(0)}$、$\underline{I}_{i(0)}$ 为已知潮流计算结果；R_{ai}、X_{qi} 为已知同步电机参数。式（9）的结果代入下式

$$\delta_{i(0)} = \arctan \frac{E_{QIi(0)}}{E_{QRi(0)}} \tag{10}$$

$\delta_{i(0)}$ 即可求得。其他各状态变量的初值，一般通过电压平衡方程或令微分方程右端函数为零等方法均可求得。每一组微分方程的状态变量初值及待定常数在暂态稳定计算之前均应为已知值。

逐步积分法　描述暂态稳定过程的方程组式（8）是非线性的，由于故障和操作等原因，其中有些方程中的函数还是不连续的，因此只能用某种数值解法离散地求出与某一时间序列 $t_0, t_1, t_2, \cdots, t_m$ 相对应的状态变量和运行参数（$\boldsymbol{X}_0, \boldsymbol{Y}_0$），（$\boldsymbol{X}_1, \boldsymbol{Y}_1$），（$\boldsymbol{X}_2, \boldsymbol{Y}_2$），⋯，（$\boldsymbol{X}_m, \boldsymbol{Y}_m$）。时间间隔 $\Delta t = t_{n+1} - t_n$ 为 t_n 时刻的步长，各时刻的步长一般取为相等的，也可取为不相等的，由选用的积分方法而定。

逐步积分法的迭代格式根据所选用的方法而异，例如，用改进欧拉法求解式（8）的递推公式为

$$\begin{aligned} \left.\frac{d\boldsymbol{X}}{dt}\right|_n &= \boldsymbol{f}(\boldsymbol{X}_n, \boldsymbol{Y}_n, t_n) \\ \boldsymbol{X}_{n+1}^{(0)} &= \boldsymbol{X}_n + \left.\frac{d\boldsymbol{X}}{dt}\right|_n \Delta t \\ \left.\frac{d\boldsymbol{X}}{dt}\right|_{n+1}^{a} &= \frac{1}{2}\left[\boldsymbol{f}(\boldsymbol{X}_{n+1}^{(0)}, \boldsymbol{Y}_{n+1}^{(0)}, t_{n+1}) + \left.\frac{d\boldsymbol{X}}{dt}\right|_n\right] \\ \boldsymbol{X}_{n+1} &= \boldsymbol{X}_{n+1}^{(0)} + \left.\frac{d\boldsymbol{X}}{dt}\right|_{n+1}^{a} \Delta t \end{aligned} \tag{11}$$

而用梯形隐式积分法的递推公式是

$$\begin{aligned} \boldsymbol{X}_{n+1} = \boldsymbol{X}_n + \frac{\Delta t}{2}[&\boldsymbol{f}(\boldsymbol{X}_n, \boldsymbol{Y}_n, t_n) \\ &+ \boldsymbol{f}(\boldsymbol{X}_{n+1}, \boldsymbol{Y}_{n+1}, t_{n+1})] \end{aligned} \tag{12}$$

图3给出了用改进欧拉法的迭代步骤。

摇摆曲线　暂态稳定计算的结果是状态变量 $\boldsymbol{X}$ 和运行参量 $\boldsymbol{Y}$ 随时间 t 而变化的一组曲线。其中以参考机（常选定容量较大、离故障点较远的电机）为基准，其他各机与参考机的转子相对角曲线称为摇摆曲线。摇摆曲线是判断暂态过

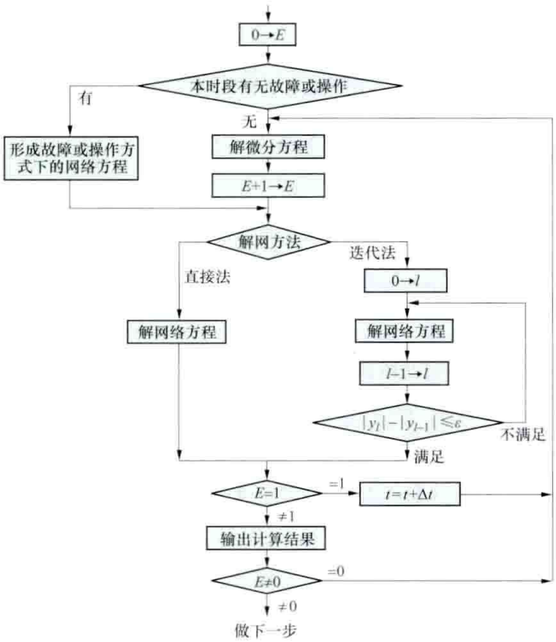


图 3 改进欧拉法的迭代步骤

程中保持同步与否的重要标志。分析摇摆曲线，找出系统的薄弱环节，采取相应措施提高系统的暂态稳定性是计算工作的重要内容。图 4 给出了一组暂态过程中的摇摆曲线。图中曲线 1，2，3 分别对应 A、C 机组，A、B 机组，C、B 机组间相对角。

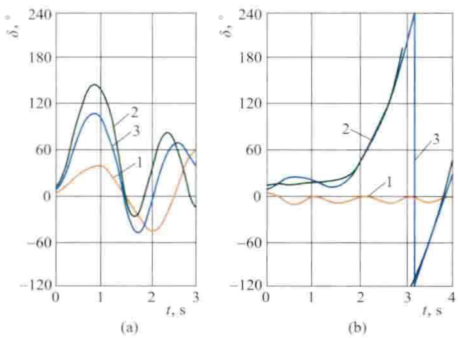


图 4 暂态稳定计算摇摆曲线

(a) 暂态稳定；(b) 暂态不稳定

展望 随着能源革命和大量新能源的接入，电力系统将进一步发展，以大电力网、大机组、超特高压交直流输电和智能电网为特征的现代电力系统对暂态稳定分析提出了更高的要求，从而使暂态稳定分析的模型、算法和相应计算机程序在以下几方面不断发展：①改进完善现有数值积分的暂态稳定计算程序，重点是提高使用的方便性。充分利用计算机软硬件不断发展所提供的先进手段，实现图形的输入和输出以及计算过程的可视化等功能。②深入研究电力系统元件的动态特性，研制新的精度更高的数学模型，重点是负荷特性的模拟，原动机特性的模拟和为适应较长计算过程的动态模型。研究和开发核电、各种可再生能源发电和储能元件等的模型，研究它们对系统暂态稳定计算的影响。③继续研究快速的暂态稳定计算方法，并使之达到实用化的程度。④研究暂态稳定计算结果的分析方法和暂态稳定判据。研究系统暂态稳定的概率指标和相应算法。⑤探求计算分析电力系统暂态稳定的新理论和新方法。

参考书目

李光琦．电力系统暂态分析．北京：中国电力出版社，2007.

zantai wending jisuan zhijiefa

暂态稳定计算直接法 (direct method for transient stability calculation) 应用李亚普诺夫直接法稳定性原理分析计算电力系统暂态稳定的方法。与常规的暂态稳定计算的逐步积分法相比，它的主要特点是利用能量型判据快速判别稳定性并给出系统的暂态稳定域或稳定度，因此直接法可作为电力系统在线动态安全分析的工具，对预想事故进行安全性排除，以便采取对策（见*电力系统在线安全分析*）；直接法也可作为电力系统离线暂态稳定分析的“扫描”或者说“筛选”工具，以便从待分析的大量事故中快速选出最严重的情况，再用常规的暂态稳定程序进行精细模型的时域仿真分析，可大大节省工作量。

原理 李亚普诺夫直接法（简称“直接法”，又称“李亚普诺夫第二法”）是从经典力学的一个概念出发的。该概念认为：对于一个自由的无外力作用的动态系统，若它的总能量 E（$E>0$）随时间的变化率恒为负，则系统总能量不断减少，直到最终达到一个最小值，即平衡状态，则此系统是稳定的。李亚普诺夫据此发展了一个严格的数学工具，即李亚普诺夫直接法来判断动态系统的稳定性。对于一个自由的动态系统，若能构造出一个正定标量函数 $V(\boldsymbol{X})$［当 $\boldsymbol{X}\neq\boldsymbol{0}$ 时，$V(\boldsymbol{X})>\boldsymbol{0}$；当 $\boldsymbol{X}=\boldsymbol{0}$ 时，$V(\boldsymbol{X})=\boldsymbol{0}$，$\boldsymbol{X}$ 为系统状态向量］，$V(\boldsymbol{X})$ 对时间的一阶导数 $\dot{V}(X)$ 负定［当 $\boldsymbol{X}\neq\boldsymbol{0}$ 时，$\dot{V}(\boldsymbol{X})<\boldsymbol{0}$；当 $\boldsymbol{X}=\boldsymbol{0}$ 时，$\dot{V}(\boldsymbol{X})=\boldsymbol{0}$］，则当时间 $t\to\infty$ 时，有 $\boldsymbol{X}\to\boldsymbol{0}$，$\boldsymbol{V}(\boldsymbol{X})\to\boldsymbol{0}$，此系统在状态空间原点是渐近稳定的，并称 $V(\boldsymbol{X})$ 为李亚普诺夫函数。应当指出：直接法给出的是稳定的充分条件，而非必要条件，因此分析结果易具有保守性。直接法常用于非线性系统的稳定分析。



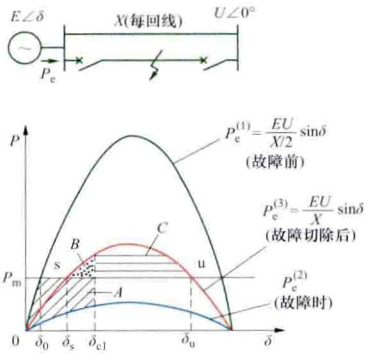
A. M. 李亚普诺夫 (Aleksandr Mikhailovick Lyapunov，1857—1918)

电力系统中的应用 将直接法用于电力系统稳定分析，李亚普诺夫函数常取为能量型函数，又称为暂态能量函数 (transient energy function，TEF)，因而直接法又称为 TEF 法。从发电机功角特性可知，实际电力系统只在很有限的范围内具有渐近稳定性，即不是大范围渐近稳定的，因此在系统受扰后，系统暂态能量函数必然存在一个临界值，称为临界能量 V_{cr}，若系统受扰后的暂态能量 $V(\boldsymbol{X})$ 小于临界能量，则系统是渐近稳定的。因此，李亚普诺夫直接法用于电力系统时，需要解决的问题是：①如何构造李亚普诺夫函数；②如何确定系统临界能量，以便据此确定系统的渐近稳定域和受扰系统的稳定裕度。

单机无穷大系统中的应用 对于单机无穷大系统（见图），设发电机采用经典二阶模型，忽略调速器动态，则转子运动方程为（标幺值）

$$\left.\begin{aligned}T_J\dot{\omega} &= P_m - P_e\\ \dot{\delta} &= \omega\end{aligned}\right\} \tag{1}$$

式中 T_J 为发电机惯性时间常数；ω 为发电机转速与同步速的偏差；δ 为发电机转子角；P_m 为发电机的输入机械功率，设为常数；P_e 为发电机的输出电磁功率，$P_e = (EU/X_e)\sin\delta$；X_e 为发电机电动势 $E\angle\delta$（E=常数）和无穷大母线的电压 $U\angle 0°$（U=常数）间的系统等值电抗（设电阻为零）。图中的 $P_e^{(1)}$、$P_e^{(2)}$、$P_e^{(3)}$ 分别对应于故障前、故障时、故障切除后的发电机电磁功率。



单机无穷大系统直接法分析示意图

为分析扰动后系统的稳定性，定义此系统的暂态能量函数 V 为

$$V = V_k + V_p \triangleq \frac{1}{2}T_J\omega^2 + \int_{\delta_s}^{\delta}(P_e^{(3)} - P_m)\mathrm{d}\delta \tag{2}$$

式中 V_k、V_p 分别为暂态动能和暂态势能；δ_s 为故障切除后系统的稳定平衡点（stable equilibrium point，SEP）相应的发电机转子角，它作为势能量的参考点。根据转子运动方程和系统功角特性可以证明故障切除瞬间，发电机转子的动能 $\frac{1}{2}T_J\omega_{c1}^2$（下标表示"故障切除时"）等于图中的加速面积 A；系统的势能 $\int_{\delta_s}^{\delta_{c1}}(P_e^{(3)} - P_m)\mathrm{d}\delta$ 等于图中的面积 B，从而系统在故障切除时的总能量 V_{c1} 等于面积 $(A+B)$。

如果取系统临界能量 V_{cr} 为

$$V_{cr} = V_p\mid_{\delta=\delta_u} = \int_{\delta_s}^{\delta_u}(P_e^{(3)} - P_m)\mathrm{d}\delta \tag{3}$$

式中 δ_u 为系统不稳定平衡点（unstable equilibrium point，UEP）相应的发电机转子角。式（3）可证明 V_{cr} 的值等于图中的面积 $(B+C)$。它反映了以 δ_s 为参考点时系统的最大减速面积，即最大的吸收动能的本领或者说最大势能。比较 V_{c1} 及 V_{cr} 可以判别稳定性，即

$V_{c1} > V_{cr}$（面积 $A > C$）系统失稳

$V_{c1} = V_{cr}$（面积 $A = C$）系统临界

$V_{c1} < V_{cr}$（面积 $A < C$）系统稳定

对单机无穷大系统而言，直接法和暂态稳定分析的等面积准则完全一致，同时可以用 $(V_{cr} - V_{c1})$ 作为系统稳定裕度的标志。由于直接法只要通过仿真得到发电机在故障切除时的 δ_{c1} 和 ω_{c1}，即可进行稳定判别，这比常规时域仿真得到转子摇摆曲线后再判别稳定要快得多，而且可以给出稳定度，以进行事故排队。

多机系统中的应用　将直接法用于多机电力系统暂态稳定分析，一般采用经典发电机模型，忽略励磁系统和调速系统的动态，网络部分设由线性元件组成，负荷为恒定阻抗模型。系统暂态能量函数通常采用惯量中心（center of inertia，COI）坐标。

对于一个 n 机系统，其惯量中心的角速度 ω_{COI} 及等值转子角 δ_{COI} 定义如下

$$\left.\begin{aligned}\omega_{COI} &\triangleq \left(\sum_{i=1}^{n}T_{Ji}\omega_i\right)\Big/T_{JT}\\ \delta_{COI} &\triangleq \left(\sum_{i=1}^{n}T_{Ji}\delta_i\right)\Big/T_{JT}\end{aligned}\right\} \tag{4}$$

式中 $T_{JT} = \sum_{i=1}^{n}T_{Ji}$，从而惯性中心的运动方程为

$$\left.\begin{aligned}T_{JT}\omega_{COI} &= \sum_{i=1}^{n}(P_{mi} - P_{ei}) \triangleq P_{COI}\\ \dot{\delta}_{COI} &= \omega_{COI}\end{aligned}\right\} \tag{5}$$

COI 坐标下各发电机的转速 $\tilde{\omega}_i$ 和转子角 θ_i 定义为

$$\left.\begin{aligned}\tilde{\omega}_i &\triangleq \omega_i - \omega_{COI}\\ \theta_i &\triangleq \delta_i - \delta_{COI}\ (i = 1,2,\cdots,n)\end{aligned}\right\} \tag{6}$$

可以证明：$\sum_{i=1}^{n}(T_{Ji}\tilde{\omega}_i) = 0$，$\sum_{i=1}^{n}(T_{Ji}\theta_i) = 0$，则 COI 坐标下发电机的转子运动方程为

$$\left.\begin{aligned}T_{Ji}\dot{\tilde{\omega}}_i &= P_{mi} - P_{ei} - \frac{T_{Ji}}{T_{JT}}P_{COI}\\ \dot{\theta}_i &= \tilde{\omega}_i\end{aligned}\right\} \tag{7}$$

进一步定义故障切除后系统 COI 坐标下的暂态能量函数为

$$\begin{aligned}V = V_k + V_p &= \sum_{i=1}^{n}\frac{1}{2}T_{Ji}\tilde{\omega}_i^2\\ &+ \sum_{i=1}^{n}\int_{\theta_s}^{\theta} -\left(P_{mi} - P_{ei} - \frac{T_{Ji}}{T_{JT}}P_{COI}\right)\mathrm{d}\theta_i\end{aligned} \tag{8}$$

并取临界能量近似为

$$\begin{aligned}V_{cr} &= V_p\mid_{\theta=\theta_u}\\ &= \sum_{i=1}^{n}\int_{\theta_s}^{\theta_u} -\left(P_{mi} - P_{ei} - \frac{T_{Ji}}{T_{JT}}P_{COI}\right)\mathrm{d}\theta_i\end{aligned} \tag{9}$$

式（9）中 θ_u 为故障后系统相关不稳定平衡点（relevant unstable equilibrium point，RUEP）的转子角向量。所谓相关不稳定平衡点（RUEP），是系统众多不稳定平衡点中一个与故障位置、类型等因素有关，反映系统实际失稳模式的不稳定平衡点，又称主导不稳定平衡点（controlling UEP）。采用 COI 坐标相对于采用同步坐标的优点是，把暂态能量中系统惯量中心的运动能量校正掉。由于这一部分能量对系统失步无作用，故采用 COI 坐标更合理，有助于克服直接法的保守性。

在单机无穷大系统中系统失稳时，其发电机转子角 δ 必须严格经过 UEP 而失步，且在 UEP 处同时达到势能最大值（对应最大减速面积），该势能是临界势能的准确值。由此产生了多机系统进行直接法暂态分析的三种主要途径，即：①基于相关不稳定平衡点（RUEP）求解的 RUEP 法；②基于最大势能搜索的 PEBS（potential energy boundary surface）法；③基于单机无穷大等值的 EEAC（extended equal area criterion）法。

RUEP 法要求判别系统失稳模式，并解出相应的 RUEP，据式（9）计算 V_{cr} 的近似值。其缺点是失稳模式判别较困难；求解 RUEP 的收敛性和速度问题较大；式（9）积分计算与路径有关，要做"线性路径"假定，会引起误差；以及用 RUEP 的 V_p 作为 V_{cr} 有一定误差。

PEBS 法要求快速计算系统持续故障条件下的转子运动轨迹 $\delta(t)$，计算相应势能，直到 $V_p \to \max$，并取 $V_{cr} \approx V_{p.\max}$。其缺点是：①用持续故障轨迹上的 $V_{p.\max}$ 作为 V_{cr}，

会引起误差；②当轨迹病态时可能误把 V_p 局部最大值判为全局最大值；③要求计算系统持续故障下的轨迹，耗费机时。

EEAC法要求判别系统失稳模式，并将系统等值为单机无穷大系统，再用等面积准则判别稳定。其缺点是：①失稳模式判别困难；②做单机无穷大等值时采用的假定会引起误差；③对元件模型的适应能力较差。但计算速度极快，近年已发展为动态EEAC法。

近年来新发展的基于稳定域边界的主导不稳定平衡点法（boundary of stability region based controlling unstable equilibrium point method，BCU）实质上是RUEP法的新发展。它构造一个故障后系统的"影子"系统，并通过在影子系统中的积分计算取得RUEP的良好初值，大大地改进了RUEP法。

上述各种方法各有优缺点，在实际应用中，特别是在复杂大系统中，情况较为复杂，计算中可能会产生一定的误差，因此各种方法均需不断研究改进。

研究概况 稳定性分析的李亚普诺夫直接法是在1892年提出的，但从控制理论的角度将李亚普诺夫直接法用于多机电力系统稳定分析则在20世纪五六十年代。初期的研究结果相当保守，难以实用。1979年采用了RUEP概念，在经典发电机模型下，对多机系统暂态分析得到了和时域仿真接近的精度。在80年代后期，直接法已用于电力系统动态安全监控。研究工作主要侧重以下方面：①将BCU法、PEBS法及动态EEAC法暂态稳定分析的通用软件应用于在线动态安全分析，或在离线稳定分析中作"扫描"工具；②模型完善，如计及励磁系统动态、发电机采用高阶模型或 E'_q 恒定模型、计及直流输电模型、计及负荷特性及网络结构保留，等等；③改善计算方法、计算速度以及采用分解一集结方法或引入矢量（或加权和）李亚普诺夫函数将直接法用于大规模电力系统；④将直接法推广用于失步检测、稳定控制、稳定灵敏度分析、稳定极限计算等新的应用领域中去；⑤将直接法应用于电力市场中，计算计及稳定约束的卖电方对买电方的最大输电容量；⑥将并行计算技术、专家系统等引入直接法。进行智能化快速稳定分析，等等。可以预计，直接法将在电力系统暂态分析中和时域仿真法结合，得到进一步发展。

参考书目

邵洪泮．电力系统稳定性的直接法分析．北京：水利电力出版社，1991.

Fouad A A，Vittal V. Power System Transient Stability Analysis Using the Transient Energy Function Method. Prentice Hall Inc，1992.

傅书逷，倪以信，薛禹胜．直接法稳定分析．北京：中国电力出版社，1999.

zhankongceng

站控层 （station level） 见变电站自动化系统结构。

zhanyu baohu

站域保护 （substation area protection） 综合利用变电站范围内数据信息，整合并集成实现站内保护和控制功能的保护系统。站域保护可以简化后备保护配置，改善保护及控制系统的性能，主要适用于具有信息共享功能的智能变电站或数字化变电站。

与传统的继电保护系统相比，站域保护可以获得更多的故障特征信息，有助于改进和提高其保护性能。利用冗余测量信息提高保护动作的可靠性；通过全站信息共享，实现系统运行方式、故障类型的在线识别，采用自适应保护技术，提高后备保护的整体性能；基于各元件保护动作信息和支路电流信息可方便实现全站的断路器失灵保护，以加快后备保护动作速度；对于没有装设母线保护的传统低压母线，可自动增设母线差动保护，快速切除母线故障。

站域保护还可实现全站控制功能的协调和集成，包括备用电源自动投入、低频低压减载、切机、切负荷以及电压无功综合控制等。站域保护系统可通过实时获取的全变电站电气信息，综合判断变电站运行状态，通过智能决策方法实现上述控制功能的优化，从而提高电网的安全运行水平和供电可靠性。

在工程应用中，也可将站域保护中的继电保护和控制功能相分离，分别构建站域继电保护系统和站域控制系统。

站域保护能够简化变电站继电保护和控制系统的结构，改善其性能，同时也可以作为子站接入广域保护系统，与广域保护配合，实现区域电网的保护与安全控制，具有良好的应用前景。

zhengliuxing jidianqi

整流型继电器 （rectifier-based relay） 将交流量经整流变成直流量，由直流反应元件执行输出的保护继电器。整流型继电器由互感器、交流量的综合和处理网络以及直流高灵敏执行元件构成。

执行元件类别 高灵敏执行元件有极化继电器和磁电型继电器。

极化继电器 属于电磁型直流继电器。见图1（a），带触点的可动衔铁在由永久磁铁提供的极化磁通 ϕ_{p1}、ϕ_{p2} 和外施电流产生的工作磁通 ϕ_W 的相互作用下动作。图1（a）所示磁路是所谓的差动磁路，其工作原理如下：在气隙 l_1 中，$\phi_1=\phi_W+\phi_{p1}$，在气隙 l_2 中，$\phi_2=\phi_W-\phi_{p2}$。图1（a）中所表示衔铁（连同触点系统）是调整到偏离磁路中心线的右侧。在不通电时，$\phi_{p2}>\phi_{p1}$，触点打开。当线圈中有箭头所示电流时，ϕ_1 因 ϕ_W 与 ϕ_{p1} 方向相同而增加，ϕ_2 则因 ϕ_W 与 ϕ_{p2} 方向相反而减少，两者的结果是使衔铁吸向左侧，触点闭合；当电流反向时，ϕ_1 减少 ϕ_2 增加，衔铁倒向右侧，故继电器的动作有极性。如衔铁调整在磁路的中心线上，则衔铁可根据电流的方向向两个方向动作。

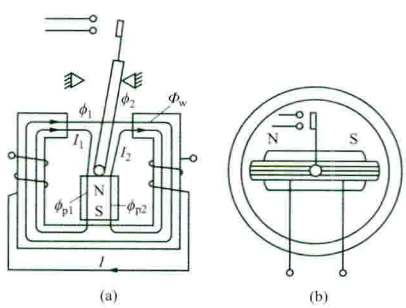


图1 整流型继电器执行元件

（a）极化继电器；（b）磁电型继电器

极化继电器有很高的灵敏度。用于整流型继电器时，触

点间隙调整为0.2～0.4mm，动作功率为10^{-4}W级，动作速度快，但返回系数较低，约0.4。

磁电型继电器　如图1（b）所示，它实质上是一个带触点的直流微安表。图1（b）是内磁式结构。动作转矩可表达为$M=kI$，当电流反向时M为负，故有极性。动作功率可低至10^{-6}W级，缺点是动作速度不高。

交流量的综合和处理　交流量变成执行元件的动作信号以前，往往要经过互感器变换和交流量的加减等环节。

互感器变换　其目的是将额定值100V（相对地57.7V）和5A（或1A）的电压、电流互感器二次电压和电流变成适合于整流电路工作的低电压，同时实现装置内部电路和外部电路间电的隔离。

互感器的种类包括：①电压互感器。②电流互感器。电流互感器采用闭合铁芯，在二次侧输出端接入一固定的低值电阻，电阻上电压则表示输入电流量。这种传变方式有很好的线性关系，且能正确反应短路电流的非工频分量。③电抗互感器。采用有较大气隙的铁芯，用二次感应电压表示输入电流量，输出电压与输入电流的相位差约90°，一般两者只能在一定的电流范围内保持线性关系，输入电流中的高次谐波成分将被放大，从而使传变的波形发生畸变，但能有效滤除短路电流中的非周期分量。

交流量的加减　利用有两个或两个以上一次绕组的电流互感器、有两个或两个以上一次线圈的电抗互感器，可以方便地实现电流的相加或相减；利用几个互感器输出端同极性或反极性串联，也可以方便地实现所要求的交流量的加减。例如电压$\underline{U}_{AB}-(\underline{I}_A-\underline{I}_B)Z_Y$可由电压互感器二次电压$\underline{U}_{AB}$和一个一次绕组分别接入$\underline{I}_A$和$-\underline{I}_B$的电抗互感器二次电压$(\underline{I}_A-\underline{I}_B)Z_Y$反极性串联而得。

裂相　将单相电压变成三相电压然后整流，以减小高灵敏执行元件触点的抖动。常见的裂相接线如图2所示。

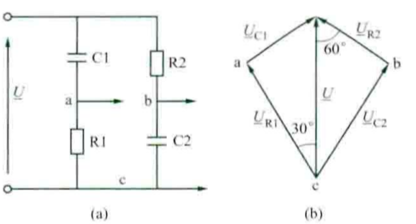


图2　整流型继电器裂相回路

(a) 原理接线图；(b) 相量图

R1C1支路的阻抗角为−30°，R2C2支路的阻抗角为−60°。无负载时，a、b、c三点构成对称的三角形电压。实际应用中的另一种方式是，不采用裂相而采用整流滤波回路，以降低输出直流电压中的交流分量，改善继电器的动作性能。

整流型继电器电路　包含反应一个交流量、两个交流量的绝对值比较、两个交流量的相位比较三种电路。

反应一个交流量的电路　通常是高内阻低定值继电器（如各种相序电流、相序电压继电器），其构成如图3（a）所示。图中，1为各相小型互感器；2为信号综合和处理网络；3为整流桥及其平滑滤波回路；4为执行元件。继电器动作值的调节一般用分压的方法改变互感器二次输出电压实现。

反应两个交流量绝对值比较的电路　通常用于阻抗继电器、功率方向继电器和差动继电器，图3（b）为环流法接线，图3（c）为均压法接线。图中r_1、r_2为附加电阻，在环流法中用以提高执行元件上获得的电压，同时减少比较回路的时间常数，提高继电器的动作速度；在均压法中则用以构成必要的电流通路。按图中所示执行元件的极性，电路的动作条件是$|\underline{A}|\geqslant|\underline{B}|$。继电器特性由$|\underline{A}|=|\underline{B}|$导出。

反应两个交流量的相位比较的电路　广泛用于整流型继电器中。比较两个交流量相位的环形调制器如图3（d）所示。

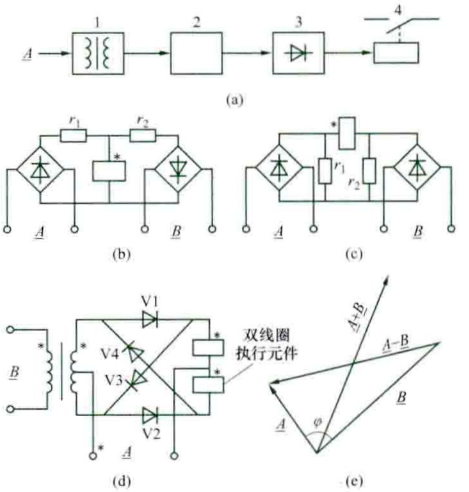


图3　整流型继电器电路

(a) 一个量继电器框图；(b) 绝对值比较环流法；(c) 绝对值比较均压法；(d) 环形调制器；(e) 绝对值比较和相位比较的互换

电压互感器二次侧有完全对称的中心抽头。四个二极管V1～V4随输入电压$\underline{A}$与$\underline{B}$的瞬时绝对值孰大孰小而轮流导通。如$|\underline{A}|>|\underline{B}|$，当$\underline{A}$为正时，V1、V2导通V3、V4截止，$\underline{A}$为负时，V3、V4导通，V1、V2截止。由电压$\underline{A}$注入执行元件的电流大小相等方向相反，其作用为零。电压$\underline{B}$只能经导通的二极管通路向执行元件注入动作（或制动）电流。如$|\underline{B}|>|\underline{A}|$，当$\underline{B}$为正时，V1、V3导通V2、V4截止，$\underline{B}$为负时，V2、V4导通V1、V3截止。此时电压$\underline{A}$提供执行元件的动作（或制动）电流。当$\underline{A}$、$\underline{B}$瞬时极性相同时，执行元件中注入动作电流；瞬时极性相反时，执行元件中注入制动电流。在$\underline{A}$、$\underline{B}$相差90°的临界情况下，执行元件中流过正负对称交变电流，而一个工频周期内的平均值为零。$\underline{A}$、$\underline{B}$相角大于90°时，执行元件中一个工频周期内电流的平均值为负，小于90°时则反之。用具有极性的直流高灵敏执行元件，即可反应$\underline{A}$和B的相角是大于或小于90°。环形调制器可以构成动作临界相角为90°的距离继电器、功率方向继电器和差动继电器等。

绝对值比较和相位比较方法是可以等效互换的。在临界相角为±90°的特定情况下，绝对值比较回路和相位比较回路可以等效互换，可构成同一特性的继电器，其原理见图3（e）。当$\underline{A}$、$\underline{B}$具有任意幅值和任意相角时，$|\underline{A}+\underline{B}|\geqslant|\underline{A}-\underline{B}|$，完全等价于$-90°\leqslant\phi\leqslant90°$。

zhicai zhitiao

直采直跳　（direct sampling and direct tripping）　见变电站测量与控制技术。

zhiliu peidian xitong

直流配电系统　（DC distribution system）　直接向负荷提供直流电的配电系统。采用直流配电系统可以取消现有用电设备中大量的交直流变换环节，减少用电设备的体

积和成本，提高设备可靠性和电能终端能源利用效率。

随着电力电子器件和变流拓扑技术的发展，交、直流电压形式和电压等级的相互转换可以很容易做到，并逐步在电力系统中推广应用。大量接入配电系统的各种分布式电源（见分布式发电）、储能系统（见电力系统储能）多为直流电源，通过选择合理的电压等级，将直流型分布式电源和各种直流储能装置直接接入直流母线向负荷供电，可简化配电系统结构，提高配电系统运行的经济性和可靠性。大量负荷，如计算机、通信、电动汽车充电装置等的内部供电方式多为直流电，直接采用直流配电系统供电有助于降低交直流功率变换过程中的能量损耗。直流配电系统还可避免传统交流配电系统中三相不平衡和频率偏移等电能质量问题，在对直流母线电压实施有效控制的情况下，对潮流的控制等价于对电流的控制，更易于实现。直流配电系统不需输送无功功率，因而不需实施无功补偿。相对于传统交流配电系统，直流配电系统更容易实现系统扩容，更易实现系统中的故障隔离。直流配电系统中将大量采用电力电子技术，如电力电子变压器、电力电子开关、潮流控制器等，这些设备比交流配电系统中的设备更加复杂，技术要求更高，同时考虑到交流配电系统已经广泛服务于用户，直流配电系统更适合应用于一些新的具有特殊供电需求的负荷区域，如大量存在的计算机数据存储中心。

直流配电电压　在直流配电系统中，馈线的电能损耗完全取决于有功功率（无功功率为零），与电流平方成正比。在配送相同有功功率的情况下，配电电压越高，馈线损耗越小。直流配电电压的选择需要兼顾电力电子器件的电压、电流等级限制。在现代商业建筑和家庭住宅中，建议将24、48、380V作为直流配电系统配电电压。

直流配电设备　最主要的两种直流配电设备是直流断路器和直流电缆。由于直流断路器一般采用电力电子技术，例如可通过在电力电子变流器中封锁开关器件脉冲的方式切断直流电流，实现配电系统故障部分退出运行。与交流电缆相比，直流电缆具有耐受电压高、输送容量大、电流密度高、成本低、损耗小、寿命长且没有电容电流的限制等特点。此外，由于直流电缆不产生交流感应电流，可考虑与其他公共设施（如水管）敷设在同一管道中，从而节省土地资源。

zhiliu shudian xitong

直流输电系统　(direct current transmission systems)

以直流方式实现大容量电能传输的电力输送系统。直流输电与交流输电相互配合，发挥各自的特长，构成现代电力传输系统。在以交流输电为主的电力系统中，直流输电具有特殊的作用。除了在采用交流输电有困难的场合必须采用直流输电外，在电力系统中，它还能提高系统的稳定性，改善系统运行性能并方便其运行和管理。

创始与发展　电力技术的发展是从直流电开始的，早期的发电、输电和用电均为直流电。如1882年在德国建成的2kV、1.5kW、57km向慕尼黑国际展览会送电的直流输电线路；1889年在法国用直流发电机串联而得到高电压，从毛梯埃斯（Moutiers）到里昂（Lyon）的125kV、20MW、230km的直流输电线路等。随着三相交流发电机、变压器和异步电动机的迅速发展，发电和用电领域很快被交流电所取代。由于变压器能方便地改变交流电压，从而使交流输电和交流电网得到迅速的发展，并很快占据了统治地位。但在输电领域，如远距离海底电缆或地下电缆输电，不同频率电网之间的联网或送电等，直流具有交流所不能取代的特性。

在发电和用电均为交流电的情况下，要进行直流输电，必须解决换流问题，即在送端需将交流电变换为直流电（整流），由直流输电线路送到受端，然后再将直流电变换为交流电（逆变），送入受端交流电网使用。现在所说的直流输电是指这种需要进行换流的直流输电。因此，直流输电的发展与换流技术（特别是高电压、大功率换流设备）的发展有密切的关系。

汞弧阀换流时期　1901年发明的汞弧整流管只能用于整流。1928年具有栅极控制能力的汞弧阀研制成功，它不但可用于整流，同时也解决了逆变问题。因此，可以说大功率汞弧阀使直流输电成为现实。从1954年世界上第一个工业性直流输电工程（哥特兰岛直流工程）在瑞典投入运行以后，到1977年，最后一个采用汞弧阀换流的直流输电工程（纳尔逊河1期工程）建成，世界上共有12项汞弧阀换流的直流工程投入运行，其中最大的输送容量为1440MW（美国太平洋联络线1期工程），最高输电电压为±450kV（纳尔逊河1期工程），最长输电距离为1362km（太平洋联络线）。这一时期可以称为汞弧阀换流时期。由于汞弧阀制造技术复杂、价格昂贵、逆弧故障率高、可靠性较差、运行维护不便等因素，使直流输电的应用和发展受到限制。

晶闸管阀换流时期　20世纪70年代以后，电力电子和微电子技术的迅速发展，高电压大功率晶闸管的出现，晶闸管换流阀和计算机控制在直流输电工程中的应用，有效地改善了直流输电的运行性能和可靠性，促进了直流输电技术的发展。晶闸管换流阀没有逆弧故障，而且制造、试验、运行、维护和检修都比汞弧阀简单而方便。1970年瑞典首先在哥特兰岛直流输电工程原有的汞弧阀换流器上，扩建了直流电压为50kV、输送功率为10MW的晶闸管换流阀试验工程。1972年世界上第一项全部采用晶闸管换流的伊尔河直流背靠背工程在加拿大投入运行。从此以后，世界上新建的直流输电工程广泛采用晶闸管换流阀，原来采用汞弧阀换流的直流工程也逐步被晶闸管换流阀所替代。从20世纪70年代起，开始了直流输电技术的晶闸管换流时期。在此期间，微机控制和保护、光电控制、水冷技术、金属氧化物避雷器等新技术在直流输电工程中也得到了广泛的应用。

1975年全世界已投运直流工程只有11项，输电容量为5GW。截至2003年，国外已经投产的高压直流输电系统有70个，输电容量达到53281MW，直流输电线路/电缆19399km，其中背靠背工程有28个。代表性的工程有巴西伊泰普直流工程，额定电压±600kV，额定容量2×3150MW，输电线路785km（Ⅰ回1986年投运，Ⅱ回1987年投运）；扎伊尔因加—沙巴（Inga-Shaba）工程，输电线路1700km，±500kV，560MW（1982年投运）；印度Chandrapur-Ramagundum等3个背靠背直流工程，额定电压2×205kV，额定容量1000MW（分别于1997、1998、2002年投运）；魁北克—新英格兰多端（五端）直流工程，额定电压±450kV，额定容量2250MW，输电线路1507km（三期工程分别于1986、1990、1992年投运）；英

法海峡工程，两回海底电缆 72km，额定电压±270kV，输送容量 2000MW（1986 年投运）。

基于全控型电力电子器件的换流设备的应用　已开发的全控型电力电子器件有门极可关断晶闸管（gate-turn-off thyristor，GTO）、集成门极换向晶闸管（integrated gate commutated thyristor，IGCT）、绝缘栅双极晶体管（insulated gate bipolar transistor，IGBT）、电子注入增强门极晶体管（injection enhanced gate transistor，IEGT）等。由这些器件构成的电压源换流器高压直流系统（VSC—HVDC），也称柔性直流输电，比传统的基于晶闸管换流器的高压直流（LCC—HVDC）具有诸多优势：①采用电压源换流器，具有关断电流的能力，可以应用脉宽调制（pulse-width modulation，PWM）技术进行无源逆变，解决了用直流输电向无交流电源的负荷点送电的问题；②不会换相失败；③容易实现潮流反转；④可进行独立和快速的有功和无功控制；⑤容易构成多端直流和直流电网；⑥无需换流变压器、直流滤波器、平波电抗和无功补偿设备，节省占地面积，降低投资等。但与常规直流相比，输送容量还较小、运行损耗也较高。图 1 所示为 1000MW、±320kV 柔性直流换流阀塔。

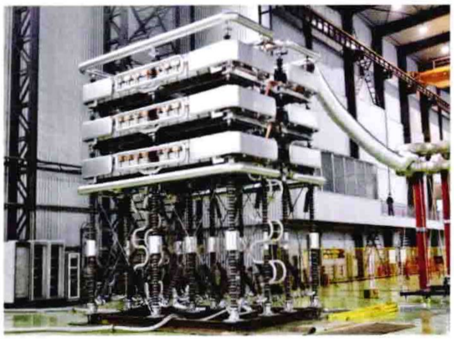


图 1　1000MW、±320kV 柔性直流换流阀塔

1997 年 3 月世界上第一个采用绝缘栅双极晶体管（IGBT）构成电压源换流器的直流输电工业性试验工程，在瑞典中部投入运行，其输送功率和电压分别为 3MW 和 10kV，输送距离 10km。1997～2011 年，全世界共建成了 14 个柔性直流输电工程；2011 年 3 月，中国为中海油文昌海上平台供电的±10kV/4MW 柔性直流输电投运；2011 年 8 月，上海南汇风电接入电网的±30kV/20MW 柔性直流输电投运；2013 年 12 月，广东南澳岛风电基地多端柔性直流输电（±160kV，200MW）系统投运，它连接多个风电场，为世界第一个多端柔性直流输电系统。

进入 21 世纪以来，柔性直流输电技术发展很快，600MW、200～300kV 等级的柔性直流已是成熟技术。柔性直流输电具有广泛的应用场景，适用于多个风电场、光伏电站等灵活接入电网；可实现电网互联、背靠背联网，特别是弱交流电网互联；可向海上平台供电；可向城市电网和边远无电源孤立电网供电；易于组成多端直流系统，覆盖输电网和配电网等；还可由 LCC—HVDC 和 VSC—HVDC 组成混合直流输电系统。

系统构成　以双极系统为例，高压直流输电系统的主要元件如图 2 所示，其他结构的元件与图 2 所示基本类同。①换流器（换流阀），完成交—直流和直—交流转换，由换流阀桥和有分接头的换流变压器构成。阀桥包含 6 脉波或 12 脉波的高压换流阀。图 3 为±1100kV 特高压直流换流阀塔。②平波电抗器，具有高达 1.0H 的电感。在每个换流站与每极串联时，用来降低直流线路中的谐波电压和电流、防止逆变器换相失败、防止轻负荷电流不连续、限制直流线路短路期间整流器中的峰值电流。③谐波滤波器，装设在交流侧和直流侧，用来滤除换流器在交流和直流两侧产生的谐波电压和谐波电流。④无功功率补偿装置，提供换流器所需的无功功率。在稳态条件下，提供的无功功率是传输有功功率的 50% 左右；在暂态情况下，需要提供的无功功率更大。对于强交流系统，通常用并联电容补偿的形式。根据直流联络线和交流系统的要求，部分无功电源可采用同步调相机或静止无功补偿器（static var compensator，SVC）。用作交流滤波的电容也可以提供部分无功功率。⑤电极。大多数的直流联络线采用大地作为中性导线，与大地相连接的导体（电极）需要有较大的表面积，以便使电流密度和表面电压梯度最小。如果必须限制流经大地的电流，可以用金属性回路的导体作为直流线路的一部分。⑥直流输电线，可以是架空线，也可以是电缆。⑦交流断路器，装在交流侧，用来排除变压器故障和使直流联络线停运。⑧直流输电的控制保护系统（图中未画出），它是实现直流输电正常起动和停运、正常运行、运行参数的改变和自动调节以及故障处理和保护等必不可少的组成部分。

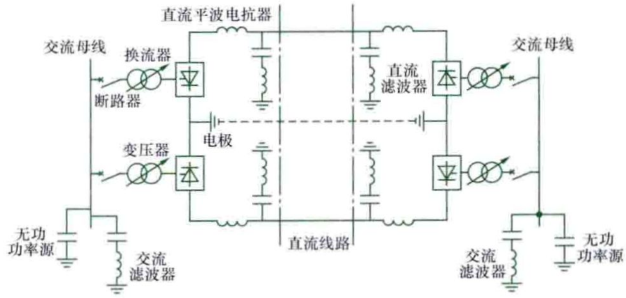


图 2　直流输电系统主要元件



图 3　±1100kV 特高压直流换流阀阀塔

系统原理　图 4 是直流输电基本原理简图。它包括两个换流站，直流输电线路及两端交流系统Ⅰ和Ⅱ。当系统Ⅰ向系统Ⅱ送电时，换流站 1 运行于整流状态，把系统Ⅰ送来的三相交流电变换成直流电，经直流线路送到换流站 2。此时，

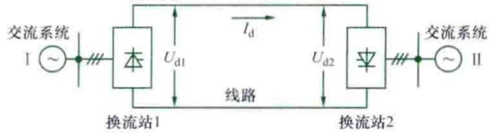


图 4　直流输电基本原理简图

换流站 2 则运行于逆变状态，把直流电变换为三相交流电送入系统Ⅱ。

由换流的基本理论可知，双极直流输电系统的主要运行参数和变量之间的关系可用公式表示如下：

整流站极对地直流电压

$$U_{d1}=N_1(1.35U_1\cos\alpha-3/\pi\times X_{\gamma1}I_d) \quad (1)$$

逆变站极对地直流电压

$$U_{d2}=N_2(1.35U_2\cos\beta+3/\pi\times X_{\gamma2}I_d) \quad (2)$$

直流电流

$$I_d=(U_{d1}-U_{d2})/R \quad (3)$$

整流站直流功率

$$P_{d1}=2U_{d1}I_d \quad (4)$$

逆变站直流功率

$$P_{d2}=2U_{d2}I_d \quad (5)$$

直流线路电压降落

$$\Delta U_d=U_{d1}-U_{d2}=I_dR \quad (6)$$

直流线路损耗

$$\Delta P_d=P_{d1}-P_{d2}=I_d^2R \quad (7)$$

整流站的无功功率

$$Q_{c1}=P_{d1}\tan\varphi_1 \quad (8)$$

逆变站的无功功率

$$Q_{c2}=P_{d2}\tan\varphi_2 \quad (9)$$

式中 N_1、N_2 为整流站和逆变站每极六脉动换流桥串联数；$X_{\gamma1}$、$X_{\gamma2}$ 为整流站和逆变站的换相电抗；U_1、U_2 为整流站和逆变站换流变压器阀侧空载线电压；α、β 为整流站和逆变站换流器的触发角；R 为直流线路电阻；φ_1、φ_2 为整流站和逆变站换流器的功率因数角。

由以上公式可知，直流输电两端的直流电压可以通过改变触发角 α 和 β 进行快速调节。通常是由逆变站控制直流电压，整流站控制直流电流，从而得到一定的输送功率。为了减小直流线路损耗，取得较好的运行经济性，直流电压应保持略小于最高允许值运行，而直流功率的改变由整流站控制直流电流来实现。因此，直流输送功率是可控的，这点与交流输电有很大的不同。

直流输电线路不传输无功功率，但整流器和逆变器在进行换流时，均需一定量的无功功率。两端换流站需要的无功功率与直流输送功率和换流器的功率因数角（φ_1 和 φ_2）有关，见式（8）和式（9）。因此，快速改变直流输电换流器的功率因数角或直流输送功率可以实现对交流系统的无功调节。

直流输电系统可快速方便地进行输送功率方向的反转（或称潮流反转）。由于换流阀的单向导电性，直流电流的方向不能改变，直流输电的潮流反转是通过改变直流电压的极性来实现的。若从系统Ⅰ向系统Ⅱ送电时，直流电压为正极性，从系统Ⅱ向系统Ⅰ送电时则为负极性。利用两端控制系统可方便快速地改变直流电压的极性，从而实现潮流反转。

系统类型 直流输电系统可分为两端（或端对端）直流、多端直流、多馈入直流等。世界上已运行的直流系统大多数为两端直流系统，只有意大利—撒丁岛和魁北克—新英格兰（加拿大—美国）为多端直流系统，中国南方电网、华中电网和华东电网已形成多馈入直流系统。

两端直流输电系统　只有一个整流站（送端）和一个逆变站（受端）的直流输电系统。它可分为单极系统、双极系统和背靠背直流系统三种类型。图 5 给出两端直流系统的基本结构。图中的实线部分为一个单极系统，实线加虚线部分为一个双极系统，当输电线路长度为零时即为背靠背直流系统。

单极系统有单极大地回线和单极金属回线两种接线方式（见《输电与变电卷》*两端直流输电系统*）。双极系统是大多数直流输电工程采用的系统构成方式。通常两端换流站的中性点均接地，整流站对地正负两极通过正负两根极线与逆变站的正负两极相互连接，形成直流侧的闭环回路。正常运行时，两极电流相等，地中无电流流过；当两极电流不等时，地中电流为两极电流之差值；当一极停运时，另一极的全部电流将自动从大地回线返回，形成单极大地回线方式，可保证至少输送双极额定功率的一半。双极中的任一极均能构成一个独立运行的单极输电系统，两个极的电压和电流可以不相等。当两个极的电压和电流相等时称为双极对称运行方式，不相等时则为电压或电流的不对称运行方式。当输电线路或换流站的一个极发生故障必须退出运行时，双极方式的直流可以转变为单极大地回线、单极金属回线或单极双导线并联大地回线方式运行。

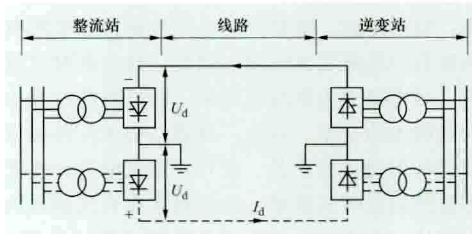


图 5　两端直流输电系统基本结构

多端直流输电系统　与交流系统有三个或三个以上连接端口的直流输电系统。利用多端直流系统可以多电源供电或多落点受电，还可联系多个交流电网，也可将交流电网分成多个独立运行的孤立电网。多端直流系统中，每个换流站的交流侧分别与各自的交流电网相连，直流侧通过直流线路相互连接，形成直流网络。多端直流系统直流侧的接线方式有换流站并联和串联方式以及输电线路分支形和闭环形等方式。（见《输电与变电卷》*多端直流输电系统*）

多馈入直流输电系统　如果两个以上的直流系统接到一个共同的交流系统上，并且直流系统之间的交流阻抗较小，就构成多馈入直流输电系统。

特点与应用 直流输电的主要特点与其两端需要换流和输电部分为直流电这两个基本点有关。直流输电的应用范围取决于直流输电技术的发展水平和电力工业发展的需要。

直流输电特点　①直流架空线路结构简单（只需两根导线），造价低、损耗小。与交流输电相比，输送同样的容量，直流架空线路可节省约 1/3 的钢芯铝线，其线路造价比交流线路低，在此条件下，直流的线路损耗也比交流低。②电缆耐受直流电压的能力比交流电压约高 3 倍以上。直流电缆输送容量大，造价低，不易老化，寿命长。在直流电压作用下，电缆无电容电流，可实现远距离电缆送电。③直流输电本身无交流输电的稳定问题。对于远距离大容量输电，输送功率不受稳定极限的限制。④采用直流输电可实现电网间的

非同步互联，不增加被联电网的短路容量，被联电网可不同频率或非同步独立运行。⑤利用直流输电的快速控制，可改善交流系统的运行性能。根据交流系统的需要，可快速改变直流输送的有功和换流器的无功，对交流系统的有功和无功平衡起快速调节作用，从而提高其频率和电压的稳定性，提高电能质量和电网运行的可靠性。⑥直流输电采用大地为回路，直流电流向电阻率很低的大地深层流去，可很好地利用大地这个良导体。利用大地或海水为回路可提高直流输电系统的运行可靠性和经济性。⑦直流输电换流站比交流变电站增加了换流装置及相关的配套设备。所采用的晶闸管换流阀，结构复杂，价格贵，且不具备自然关断电流的能力，使换流器的性能受到限制。同时，换流器对交流侧为谐波电流源，对直流侧为谐波电压源，在换流的过程中换流器还需要大量的无功功率。因此，换流站必须配备相应的交、直流滤波器和无功补偿设备。此外，直流电的灭弧问题，给直流断路器的制造带来困难，也使得多端直流输电的发展缓慢。综上所述，直流输电的换流站比交流输电的变电站结构复杂，造价高，损耗大，运行可靠性也相应较低，直流输电换流技术还需要进一步的开发和完善。

直流输电应用　直流输电的应用场合可分为两大类型：①采用交流输电在技术上有困难或不可能，只有采用直流输电的场合，如：不同频率电网之间的联网或向不同频率的电网送电；因稳定问题采用交流输电不能联网时；长距离电缆送电采用交流电缆因电容电流太大而无法实现时等。②在技术上采用交流输电或直流输电均能实现，但采用直流输电的技术经济性能比交流输电好。对于第②种类型，选用直流或交流一般由工程的技术经济论证结果来决定。

直流输电的应用范围主要有远距离大容量输电、电力系统联网、远距离海底电缆送电、大城市地下电缆送电和柔性直流输电。

远距离大容量输电。直流输电线路的造价和运行费用均比交流输电线路低，换流站造价和运行费用均比交流变电站高。一般定义当直流线路和换流站的造价与交流线路和变电站的造价相等时的输电距离为等价距离。因此，对于一定的输送功率，当输电距离大于等价距离时，采用直流比较经济。

电力系统联网。用交流输电方式联网，将形成同步运行的大电网，可取得联网效益，但也带来一些大电网存在的问题，如稳定问题、故障后可能引起的大面积停电、短路容量增大等。采用直流方式联网，可以取得同样的联网效益，并且可避免大电网带来的问题，同时还可以改善原交流电网的运行性能，主要有：①直流联网为非同期联网，被联电网可以不同频率或频率相同但非同步独立运行。②被联电网间交换的功率，可方便快速地进行控制，而不受两网运行条件的影响，便于经营管理。③不增加被联电网的短路容量，不需考虑联网后断路器因遮断容量不够而需要更换以及需要采取限流措施等问题。④利用直流的快速控制改善交流系统的运行性能，减少故障时两网之间的相互影响，提高大电网的运行可靠性。采用直流输电联网有两种类型：①背靠背直流联网。其特点是无直流输电线路，整流和逆变在一个背靠背换流站内；可以选择较低的直流侧电压，较小的平波电抗值，一般可省去直流滤波器，从而可降低换流站的造价；可快速方便地调节换流站的无功功率，改善被联电网的电压稳定性。②远距离送电同时兼作联网。

远距离海底电缆送电。除上述直流输电系统的特点以外，直流海底电缆的输电能力远超交流海底电缆；直流海底电缆无任何交变磁场引起导体、金属套和铠装损耗；直流海底电缆没有交流海底电缆因电容电流限制线路长度和无功功率过大引起线路末端和中间电压过分升高而必须采取无功补偿严加限制的问题；允许的线路长度远超过交流电缆。

大城市地下电缆送电。大城市配电网空间范围大，负荷密集，用电量不断加大，采用高压直流电缆将电力送到负荷中心，具有较好的技术经济性。随着电动汽车、信息设备、半导体照明等直流负荷不断增加，建立地下直流电缆供/配电网可以直接为直流负荷供电，减少中间电力变换环节，提高供电效率；没有无功电流，可增加电缆传输容量与传输距离；若采取分区供电，可缓解供电压力；易于实现分布式发电直接接入。

柔性直流输电。采用绝缘栅双极晶体管（IGBT）电压源换流器的柔性直流输电，在形成多端直流电网、向孤立的远方负荷区送电、中小型水电或风力发电与主干电网的连接以及远距离的配电线路等场合有突出的优势。（见《输电与变电卷》柔性直流输电）

研究与前景　电力系统对直流输电的需求不断增长，直流输电相关的学科技术也在日益发展，为直流输电系统进一步发展提出了众多的研究课题，也展示了广阔的应用前景。

研究课题　直流输电还是一项在发展和逐步成熟中的技术，当前主要的研究课题有：①新型大功率换流设备的开发和研制是直流输电发展的基础。如光直接触发晶闸管（light triggered thyristor，LTT）、绝缘栅双极晶体管（IGBT）大功率集成门极换相晶闸管（IGCT）和碳化硅器件的开发和研制，对直流输电技术的发展有重要的意义。②控制保护系统的智能化。以大规模高集成度、多微处理器、多功能、分层结构和多重化为特征的换流器控制保护系统的开发和研制，对改善直流输电的运行性能，提高其可靠性有重要的意义。③紧凑型和户外型换流站结构的研究，其目的是减小换流站的面积，降低换流站造价并提高其运行可靠性。④发电机—变压器—换流器单元接线方式的技术经济性能和关键技术的研究，可简化换流站结构，降低换流站造价。⑤多端直流输电系统的接线方式，运行特性和控制方式的研究。⑥多馈入直流输电系统中交直流系统的相互作用及运行性能的研究。⑦进一步完善电容换相换流器（capacitor commutated converter，CCC）、直流有源滤波器和交流连续可调滤波器在直流输电工程中的应用。⑧深埋型接地极的研究对解决高土壤电阻率地区的接地极问题具有重要的意义。

发展前景　随着新型大功率半导体器件的发展，直流输电换流技术也将进一步发展。这必将改进直流输电工程的运行性能，降低换流站的造价，提高其运行可靠性，扩展其应用范围。直流输电将会在远距离大容量输电、电缆输电和电力系统联网等方面，得到更大的发展。多种新能源发电如太阳光伏发电、直驱式风力发电、燃料电池发电时，所产生的电能均为直流电，需要进行逆变才能送入交流

系统中使用：电力系统的储能环节如抽水蓄能，压气蓄能，蓄电池蓄能，制氢蓄能，超导线圈蓄能等，往往需要整流或逆变技术配合。

中国高压直流输电工程起步较晚，但发展非常迅速。舟山直流输电工程是中国全部依靠自己力量建设的第一项直流输电工程，第一期为单极金属回线方式，－100kV，500A，50MW，线路全长54km，1989年正式投运，工程最终规模为±100kV，500A，100MW。嵊泗直流输电工程（上海－嵊泗岛）是中国自行设计、制造、建设的双极海底电缆直流工程，工程为双极±50kV，600A，60MW，可双向供电，线路长度66.2km，其中海底电缆59.7km，2002年全部建成。葛南（葛洲坝—上海南桥）高压直流输电系统是中国引进的第一个高压直流输电工程，1989年单极、1990年双极投运，采用±500kV双极联络线，额定容量为1200MV，输电距离为1080km。天生桥—广州直流输电线路全长980km，额定输送容量1800MW，额定电流1800A，采用±500kV、12脉波双极双桥，该直流输电工程双极于2001年6月投入运行。贵广Ⅰ直流线路总长936km，额定电压为±500kV，额定电流3000A，额定容量2700MW，于2004年7月双极投入运行。贵广Ⅱ直流线路总长1210km，额定电压为±500kV，额定电流为3000A，额定输送容量为2700MW。三峡—广州、三峡—华东±500kV直流输电工程也已投运。2009年12月24日单极投运的云南楚雄—广东广州增城±800kV特高压直流输电工程和2010年7月8日投运的向家坝—上海±800kV特高压直流示范工程，输电距离分别为1438km和1907km，额定输电功率分别为5000MW和6400MW。在建的还有糯扎渡—广东特高压直流、锦屏—苏南特高压直流线路、哈密—郑州特高压直流线路和溪洛渡左岸—浙江金华±800kV特高压直流等。“十二五”时期，中国特高压直流输电工程进入了建设高峰期。图6为截至2012年6月中国已投运直流输电工程示意图。

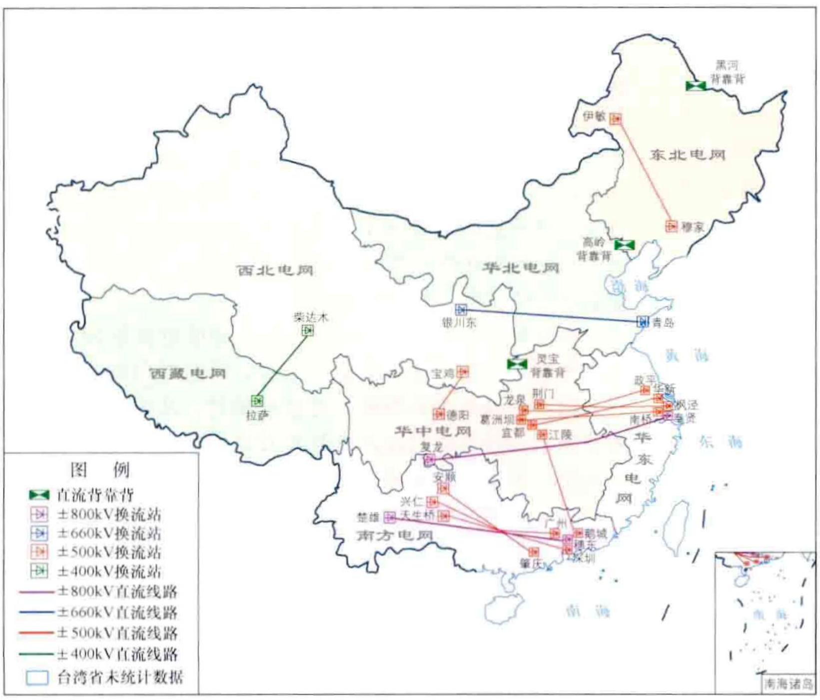


图6 中国已投运直流输电工程示意图（国家电网公司 提供）

参考书目

赵畹君．高压直流输电工程技术．2版．北京：中国电力出版社，2011．

李兴源．高压直流输电系统．北京：科学出版社，2011．

zhiliu shudian xitong baohu

直流输电系统保护 (protection of HVDC system)

在以晶闸管元件为基础的电网换相换流器构成的直流输电系统中，以换流端站和直流输电线路，以及与其相联的交流系统为对象的保护。通过检测发生于直流输电系统中的故障和不正常运行状态，并发出相应的处理指令，采取控制措施或隔离故障设备，保护直流输电系统设备免受过电流、过电压、过热和过大电动力的危害，避免系统事故进一步扩大影响互联交直流系统的稳定运行。主要包括换流器保护、换流变压器保护、极保护、直流线路保护、双极保护、换流站交流开关场保护。图中所示为特高压直流输电控制保护系统。



特高压直流输电控制保护系统

特性要求　直流输电系统保护除了与交流继电保护一样，应能满足快速性、灵敏性、选择性和可靠性的要求外，还应特别注意其抗电磁干扰和抗暂态谐波干扰的性能、双极系统中两个单极的保护必须完全独立等特性。直流系统保护设备应为多重化配置，每重保护硬件独立，软件具有相同功能，并应具有很强的软、硬件自检功能。现代直流工程均采用微机型数字式直流系统保护。

直流输电系统保护的主要特点是与直流控制系统的联系十分紧密，对于直流系统的异常或故障工况，通常首先通过控制的快速性来抑制故障的发展。例如：直流控制可在10～20ms将直流故障电流抑制到额定值左右；又如，当换相电压急剧下降时，直流控制将自动降低直流电流整定值以避免低压大电流的不稳定工况，并防止故障的发展。根据不同的故障工况，直流保护启动不同的直流自动顺序控制程序，某些保护首先是告警，某些保护启动冗余控制系统切换，如果故障进一步发展，则启动保护停运程序。直流系统保护停运的动作，首先是通过换流器触发脉冲的紧急移相或投旁通对，使直流电流、电压很快到零，直流线路迅速去能，然后闭锁触发脉冲并断开所连的交流滤波器和并联电容器，如果需要与交流

系统隔离，则进一步跳开换流变压器交流侧断路器。在跳开断路器指令发出的同时应投入断路器失灵保护。如果直流系统极或换流器单元故障退出运行，必须将它们与运行系统隔离。因此，直流控制和保护的匹配，既能快速抑制故障的发展、迅速切除故障，又能在故障消除后迅速恢复直流系统的正常运行。

双极直流系统中，各极的直流保护应完全独立，必须避免单极故障误引起直流系统双极停运。对于双极公共部分的保护，如双极中性母线的保护或接地极的保护，应具有准确的判据和措施，尽量减少直流系统双极停运。由多个换流单元组成的站极，保护切除一个故障的换流器单元时，其他换流器单元应能正常运行。

对直流系统保护的另一要求是：虽然保护动作要影响互联直流各端换流站系统，但不管故障发生在哪一端站，保护尽量不依赖于各端换流站之间的通信。

直流系统保护的功能和参数，必须针对不同工程的交直流系统特性，与直流控制系统，以及与相关交流系统的继电保护和安全自动装置的功能及参数进行统一的研究、设计、匹配和试验，以确保直流系统设备的安全、直流系统的高可靠性和可用率，以及相关交流系统的安全。

配置 直流输电系统保护配置通常按照直流系统的运行结构和设备可分为换流器、极和双极三个层次的保护。

换流器层主要包括换流器保护和换流变压器保护；极层主要包括极保护和直流线路保护；双极层主要包括双极保护和换流站交流开关场保护；形成6个保护分区：①换流器保护区，包括换流阀及其连线的保护。②换流变压器保护区，包括换流变压器及其网侧和阀侧连线的保护。③极保护区，包括极母线、极中性母线、平波电抗器和直流滤波器，及其相关的开关设备和连线的保护。④直流线路保护区，包括直流线路的保护。⑤双极保护区，包括双极中性线、接地极线路和接地极，及其相关的开关设备和连线的保护。⑥换流站交流开关场保护，包括交流滤波器和并联电容器、换流母线及其相关的开关设备和连线的保护。

发展趋势 随着现代科学技术的发展，直流输电系统保护与控制一起使用最新的技术设备，以直流输电最小运行单元为基础积木化冗余配置；并且，与互联交流系统保护和安稳设备相配合，成为智能电网的重要组成部分，保证交/直流电网安全稳定运行。

zhiliu shudian xitong kekaoxing

直流输电系统可靠性

（HVDC transmission system reliability） *直流输电系统按可接受标准及期望数量满足负荷电力和电量需求的能力。*这里直流输电系统通常指直流输电线路及其两端的换流站，不包括与之相连的交流电网。直流输电技术可用于远距离大功率输电、大区联网、系统间非同步联络等工程，这些应用对直流输电系统的可靠性有很高要求，而其可靠性的提高也将给整个电力系统的安全、可靠、经济运行带来巨大效益。因此，针对直流输电系统所处的状态，应用可靠性评估算法，定量评估直流输电系统的可靠性指标，分析各种影响因素，并提出相应的对策，是一项重要的工作。

状态划分 直流输电系统的使用状态分为可用状态和不可用状态。

可用状态 系统处于可以输送电能的状态，又分为运行和备用两种。

（1）运行：直流输电系统与电网相连接，并处于工作状态。运行又分为全额运行和降额运行。全额运行指处于能按额定容量输送电能的状态。降额运行指由于设备的异常或缺陷导致系统不能运行在额定容量的状态，如直流输电系统的单极停运状态。

（2）备用：可用，但没有投入运行的状态。

不可用状态 由于设备的异常或缺陷导致系统不能输送能量的状态。不可用可分为计划停运和强迫停运。如果是外部交流系统的故障或调度需要导致直流系统的停运，在计算系统的可靠性指标时不计算在内，此时直流输电系统为备用状态。对于系统而言，不可用指的是两个极都处于不可用的状态，即双极停运；对于统计极而言，不可用指的是该极处于不可用的状态。

（1）计划停运：事先有计划安排且向调度申请并由调度许可的停运。事先安排好的计划停运主要是出于检修、试验和维修的需要。可以推迟到低谷负荷期间，对能量传输没有影响的停运也可以归类为计划停运。

（2）强迫停运：系统处于不可用而又不是计划停运的状态。强迫停运由不期望的设备问题引起，如系统故障跳闸、设备紧急缺陷必须立即停止运行进行处理等情况造成的停运。

（3）双极停运：系统两个极在同一时间由同一原因引起的停运。双极停运可分为双极计划停运和双极强迫停运。

直流输电系统可靠性评估算法 直流输电系统可靠性评估的方法主要有频率和持续时间法（F&D method）、故障树分析方法（fault tree analysis）、串并联网络分析法、故障树分析法与频率和持续时间法相结合的方法（FAT-FD混合法）等。

频率和持续时间法 频率和持续时间（F&D）法在确定高压直流输电系统各容量状态的基础上，通过建立系统的状态空间图来求解系统的可靠性指标。F&D法评估的主要可靠性指标有系统可用输送容量处于各种状态的概率、频率及平均持续时间等。其计算步骤主要有：①定义系统的范围和系统每一种状态的具体含义；②建立系统的状态空间图，并填入状态之间的转移率；③由状态空间图写出转移率矩阵，从而得到线性方程组；④解线性方程组，求得各状态或累积状态的频率、平均持续时间。

故障树分析方法 一种使用图形演绎逻辑推理方法来分析判断系统的可靠性的重要方法。通过对可能造成系统失效的各种因素进行分析，建造故障树，从而确定系统失效原因的各种可能组合方式及其发生概率。其具体分析步骤包括：①定义系统和系统故障，确定系统故障事件即顶事件，一般指系统不希望发生的事件（失效）状态，确定系统的分析边界，定义范围和成功失败的准则；②找出导致顶事件所有可能发生的直接因素和原因，逐步深入分析，直到找出事故的基本原因即底事件为止；③研究高压直流输电系统各元件或子系统间的可靠性连接关系，生成系统各运行容量状态的故障树；④进行定性与定量分析，即输入故障树结构和底事件参数，通过程序计算直流输电系

统相应可靠性指标。

串并联网络分析法　直流系统的容量模型可表示为各子系统容量模型的串并联组合，各子系统容量模型又可表示为元件容量模型的串并联组合，只要知道了容量模型串并联组合的方法，就容易求得直流系统的容量模型。子系统的划分应该计及备用模式和运行条件的影响，原则是：①归入同一子系统的元件具有相同的备用模式；②同一子系统中任一元件故障对系统功能的影响是相同的。

串并联网络分析法的主要步骤包括：①根据累积概率和累积频率的思想建立直流系统可靠性评估的多状态容量模型，并推导容量模型的串并联组合数学模型；②根据直流输电系统的结构特点和运行方式，确定直流输电系统的可靠性结构框图；③基于直流输电系统的可靠性结构框图，采用串并联数学模型，最终可以建立整个直流输电系统的容量模型，并计算相应可靠性指标。

FAT-FD混合法　通过故障树分析法来确定故障事件的容量状态，为相同容量状态的故障事件进行归并创造条件，同时应用频率和持续时间法来计算相应可靠性指标。FAT-FD混合法计算步骤如下：①根据直流系统的实际运行情况，将故障结果分为双极运行、单极运行、容量降低；②应用故障树分析法，根据直流输电系统的逻辑拓扑关系进行拓扑分析，可以得出每个故障状态所导致的故障结果，从而可以将所有的故障状态按故障结果进行分类；③应用频率和持续时间法，计算每个故障状态的概率、频率和持续时间；④将相同故障结果的故障状态进行合并，并计算出每种故障结果下的相应可靠性指标。

直流输电系统的可靠性指标　直流输电系统常用的可靠性指标有停运次数、降额等效停运小时、能量可用率、能量利用率、能量不可用率、系统运行率、系统双极运行率等。

停运次数　包括由于系统或设备故障引起的强迫停运次数。对于常用的双极直流输电系统，可分为单极停运和双极停运。对于每个极有多个独立换流器的直流输电系统，停运次数还可以统计到换流器停运。

降额等效停运小时　将降额运行持续时间乘以一个系数得到的小时数，其中系数为降额运行输送损失的容量与系统最大连续可输送容量之比。

能量可用率　在统计期间内，直流输电系统能够输送能量的能力，用于衡量由于换流站设备（见图1和图2）和输电线路（含电缆）强迫和计划停运造成能量传输量限制的程度。数学上定义为，统计时间内直流输电系统各种状态下可传输容量乘以对应持续时间的总和与最大允许连续传输容量乘以统计时间的百分比，可通过下式计算



图1　锦屏—苏南工程裕隆站换流阀厅



图2　上海南汇柔性直流输电南风站换流阀控制保护设备

$$EA=\frac{AH-EOH}{PH}\times 100\% \tag{1}$$

式中 AH 为可用小时数，h；EOH 为降额运行等效停运小时数，h；PH 为统计期间小时数，h。

能量利用率　统计时间内直流输电系统所输送的能量与额定输送容量乘以统计时间之比，可通过下式计算

$$U=\frac{TTE}{P_N\times PH}\times 100\% \tag{2}$$

式中 TTE 为总输送电量，MW·h；P_N 为额定输送容量，MW；PH 为统计期间小时数，h。

能量不可用率　在统计期间，由于计划停运、强迫停运或降额运行造成的统计对象输电能力的降低，可通过下式计算

$$EU=1-EA=\frac{UH+EOH}{PH}\times 100\% \tag{3}$$

式中 UH 为不可用小时数，h；EOH 为降额运行等效停运小时数，h；PH 为统计期间小时数，h。

系统运行率　在统计期间，直流输电系统处于运行状态的概率，可通过下式计算

$$SR=\frac{SH}{PH}\times 100\% \tag{4}$$

式中 SH 为运行小时数，h。

系统双极运行率　在统计期间，双极同时运行的概率，可通过下式计算

$$BSR=\frac{DSH}{PH}\times 100\% \tag{5}$$

式中 DSH 为双极同时运行小时数，h。

参考书目

任震，黄雯莹，冉立．高压直流输电系统可靠性评估．北京：中国电力出版社，1996．

zhiliu xianlu baohu

直流线路保护　(protection for DC line)　反应双极直流输电线路任何一极，从一端换流站出口到另一端换

流站出口内的故障和不正常状态的保护。保护一旦检测到直流线路（见图）的故障，将进行熄弧、再起动，直至闭锁故障极等操作，避免影响互联交直流系统稳定运行。



±800kV 复奉特高压直流输电线路（江苏段）（线路全长1907km，西起四川宜宾向家坝，途经重庆、湖南、湖北、安徽、浙江、江苏，抵达上海奉贤。2010 年 7 月 8 日正负极带电并成功达到 640 万 kW 额定功率，成为世界上输电容量最大、送电距离最远、电压等级最高、技术水平最先进的特高压直流输变电工程）（王永刚　摄）

对于直流架空线路，要求保护具有全线速动性能、并能区别直流开关场内故障、逆变侧换相失败故障，以避免直流线路区内故障，区外保护动作。

直流输电系统均配置有直流线路故障定位装置，其基本原理是由全球卫星定位系统（global positioning system，GPS）统一定时，测量故障行波到达两端换流站的时间差，以精确判定故障的位置。其定位精度一般要求 0.5km 或一个塔距。

对于直流电缆线路，其故障一般是永久性的，因而不采用自动再起动。

直流线路保护也是极保护的一部分，主要有行波保护、直流电压变化率保护、直流线路低压保护和直流线路纵差保护等，由再起动逻辑组成直流线路故障保护时序。

行波保护　通过对直流线路故障点向两端换流站发射的电压和电流行波的快速检测来判断故障，最快可在故障后约 2ms 检测到行波量，不需远动通信就可起动直流线路接地故障保护；并通过控制动作熄灭故障电流，如果允许，在故障清除后恢复功率传输。

根据行波方程理论，电压和电流可认为是前行波和后行波的叠加，行波以固定的幅值和略低于光速的速度传播。通常可用 $a(t)$ 代表前行波，$b(t)$ 代表后行波。电压和电流的瞬时增量和 $a(t)$、$b(t)$ 之间的关系为

$$\Delta u(t)=1/2[a(t)-b(t)] \quad (1)$$

$$\Delta i(t)=1/2Z[a(t)-b(t)] \quad (2)$$

或

$$a(t)=Z\Delta i(t)+\Delta u(t) \quad (3)$$

$$b(t)=Z\Delta i(t)-\Delta u(t) \quad (4)$$

电压突然变化（接地故障）将造成线路突然放电，因此对输电系统产生涌流。这些涌流波的不断反射会在输电线路中产生高频的暂态电压和电流。知道波阻抗，通过对瞬时电压和电流采样，可以计算出行波量；更进一步，可以检测直流线路接地故障，使极换流器暂停输送功率。

保护参考值的整定和保护连锁需配合，避免在下列情况下保护误动作：整流侧和逆变侧交流系统故障、换流单元或极的启动和停运，以及逆变器换相失败。

直流电压变化率保护　检测直流线路上的接地故障，并且通过控制动作熄灭故障电流，如果允许，在故障清除后恢复功率传输。

通常直流电压变化率保护与行波保护配合，定值要经过仔细的研究、试验和选择。还可根据换流站线路出口处所测得电流变化的方向来区分本端直流线路和直流开关场故障。整流站较高的正电流变化值（电流在正常方向上增加），表明故障发生在直流电流测量互感器的线路侧；而较大的负值则表明故障点在直流场内。逆变站则相反。

为使变化率检测更完善，同时要检测直流低电压。

此保护只在整流站有效，它检测直流电压和电流，当直流线路发生接地故障时，直流电压以较高的速率降低到一个较低值（变化率）时启动，在 2～3ms 内检测到故障快速动作。故障恢复和保护参考值的整定及保护连锁，与行波保护相同。

直流线路低电压保护　检测直流线路上的接地故障（高阻），并且通过控制动作熄灭故障电流，如果允许，在故障清除后恢复功率传输。

检测到低电压持续时间超过预定值，则满足低电压条件；延时主要是保证保护的选择性，避免在开关操作过程及其他非直流线路故障的扰动，引起保护误动作。如果两极的直流电压都降低，很可能是逆变侧交流系统故障引起的低电压情况，或直流单极运行并且两站间的通信中断时，应增加低电压的动作时间，这样可避免交流故障清除前，直流线路保护误动作。一般情况下，低电压保护通过站间通信系统联锁。

故障恢复和保护参考值的整定及保护连锁，与行波保护相同。

直流线路纵差保护　检测直流线路上的接地故障，并且通过控制动作熄灭故障电流，如果允许，故障清除后恢复功率传输。对于直流线路的高阻接地，直流电压下降幅值和速率都较低，可根据直流线路两端电流的差值，采用选择性和灵敏度都很好的直流线路纵差保护；但此保护需要依靠两端换流站间的通信通道，因而其动作延时较长。

保护测量并比较两端的极线电流，与其他线路保护、起/停顺序和功率调整配合，对因两站间通信造成的时间差、测量电流采样可能出现的时间差进行补偿。故障恢复策略与行波保护相同。

直流线路故障保护时序　在直流线路保护启动故障清除程序后，进行谨慎的再起动尝试，构成直流线路故障保护时序。

直流架空线接地故障的保护逻辑最终由整流侧控制保护系统实现。为了正确区分线路远端区内故障和区外故障，可在直流线路两端都设置行波保护；但逆变站只能在站间通信正常时送到整流站，并在整流站相应的线路保护未动作时起作用。行波保护的后备有直流电压变化率、低电压和直流线路纵差等。其常规的直流线路故障保护时序的逻辑是：测得

故障发生后，整流器紧急移相使其变为逆变器运行，直流电流迅速到零，等待弧道熄弧去游离后，再自动起动直流系统，使其恢复到故障前的直流电压和直流电流。去游离时间通常为100～500ms。再起动次数可视直流输电系统互联交流系统的要求而定，由直流电压恢复情况判断再起动是否成功。由于线路污秽等原因造成全压再起动不成功，也可设置有降压再起动的保护逻辑；如果再起动均不成功，则停运相应的直流系统。直流线路保护有行波和直流电压变化率以及再起动逻辑，不宜再设置延时较短的直流线路低压保护；有较大延时的直流欠压保护动作时，通常不采用自动再起动的保护逻辑。

再起动逻辑执行极换流器暂停输送功率，切换到冗余控制系统，降压，闭锁极换流器，跳开交流断路器，极隔离。

线路开路试验监测　直流线路开路试验运行期间，检测本站换流器、直流场或直流线路接地故障。如果直流电流超过预先设置值或者直流电压没有按预期上升，表明有接地故障发生。当换流器故障交流侧电流过大时，保护也会动作，通过交流电流与直流电流的比较可以满足保护的选择性要求。保护动作换流器闭锁，跳开交流断路器。

参考书目

赵畹君．高压直流输电工程技术．2版．北京：中国电力出版社，2011.

zhineng baojing

智能报警　(intelligent alarm)　见变电站自动化系统智能化应用功能。

zhineng dianwang

智能电网　(smart grid)　将传感测量、信息通信、计算机监控等技术与物理电网高度集成而形成的电力系统。智能电网能实现发电厂和分布式电源、高电压网络、储能装置（见电力系统储能）、智能用电等的有机连接，能量流和信息流的双向流动，发输配用电和服务的全方位监控、保护和优化调度，以及高效、优质、安全、经济、可持续的电力供应。

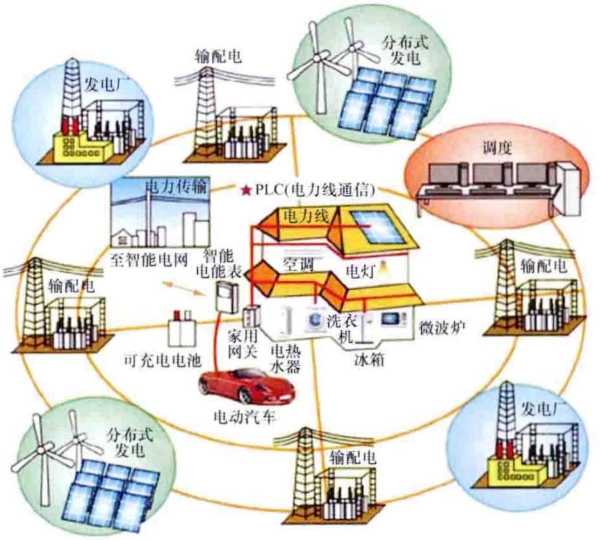


图1　智能电网示意图

图1所示为智能电网示意图。上海世博园智能电网综合示范工程为中国第一个智能电网综合示范工程，包括新能源接入、储能系统、智能变电站系统、配电自动化、故障抢修管理系统、电能质量监测、用电信息采集系统、智能楼宇与智能家居、电动汽车充放电设施9个子工程，以及特高压输电展示、智能电网调度技术支持系统、信息化平台、可视化展示4个演示工程，见图2。

根据电网状况和经济、技术水平，各国对智能电网发展有不同的侧重。美国智能电网计划致力于在基础设施老化的背景下，建设安全、可靠的现代化电网，并提高用电侧效率、降低用电成本；欧洲超级智能电网计划以分布式电源和可再生能源的大规模利用为目标，同时注重能源效率的改善和提高；中国国家电网公司强调建设以特高压电网为骨干网架、各级电网协调发展的坚强电网，中国南方电网公司提出建设一个覆盖城乡的智能、高效、可靠的绿色电网。

形成和发展　美国较早开展了智能电网的研究。2001年，提出了智能电网（IntelliGrid）概念。2003年6月，《Grid2030——美国电力系统下一个百年的国家愿景》报告发布，勾画了智能电网的框架结构，确定了各项研发和试验工作的阶段性目标。2007年，《能源独立与安全法案》中将智能电网作为法案提出，智能电网正式成为美国国家战略。2009年，美国能源部发布了《智能电网系统报告》，首次提出了美国智能电网的范畴、特征与指标体系。2010年后，美国智能电网战略研究集中在推广智能电网技术、提高系统可靠性和可再生能源发电并网能力、提高系统安全性和抗灾能力、发展储能设施，提高系统输电能力等方面，并在智能电网技术标准、先进电池技术和储能技术、智能电表和高级计量系统、需求响应和辅助服务以及电动汽车推广等方面取得进展。

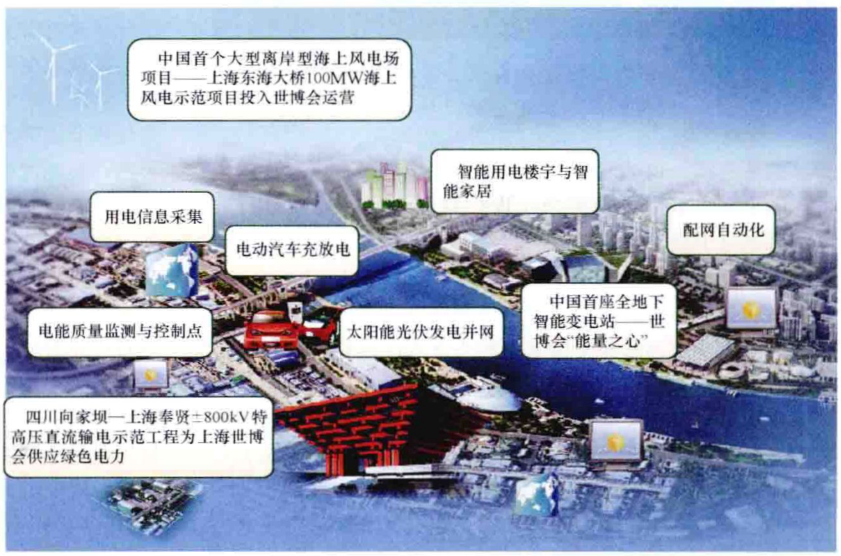


图2　上海世博园智能电网综合示范工程（国家电网公司）

欧洲较早开展了“可再生能源和分布式发电整合”专题研究，到2005年，“智能电网欧洲技术论坛”正式成立，提出了智能电网（Smart Grids）概念。2006年，能源绿皮书《欧洲可持续、竞争和安全的电能策略》发布，提出了欧洲发展智能电网的远景，指出智能电网是欧盟电网未来发展方向。2010年，发布《欧洲电网计划2010～2018年路线图暨2010～2012年实施计划》，提出未来欧洲智能电网功能模型分为6个层次（新型发电技术、智能泛欧输电网、智能网络和自愈、智能集成、智能能量管理、智能用户），并制订了详细的实施计划，在输电网和配电网开展了广泛的研究。

中国于2007年开展了智能电网的可行性研究。2010年政府工作报告中明确提出“加强智能电网建设”的任务；2011年发布的《国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》中，智能电网正式被纳入国家发展战略。2011年，国家发展改革委员会等出台了一批发展智能电网的国家政策和激励措施。国家电网公司于2009年5月发布了“坚强智能电网”愿景及建设路线图，制订了智能电网的总体建设路线、关键技术研究框架和实施方案。中国南方电网公司制订了需求引导、整体规划、有序推进、重点突破规划原则和“两步走”的发展战略。2011年起，中国智能电网进入了全面建设阶段。2012年12月6日，中国第一座智能化电厂——华电莱州发电有限公司一期工程（见图3）全面建成，在全国率先探索实施并完善秸秆发电、污泥发电技术，填补了国内发电行业的技术空白。



图3 华电莱州发电有限公司一期工程
（中国华电集团公司 提供）

主要特征 包括与电力用户互动，适应多种电源接入需求，满足高质量的电能需求，优化资产利用、提高运行效率，对供电中断、电网事故和自然灾害有自愈能力，支持新型电力服务和电力市场6个主要特征。

（1）与电力用户互动。智能电网向电力用户提供电力新技术、电力使用信息和不同电力购买方式的选择权，促使用户参与电力市场、调整使用电能的方式。

（2）适应多种电源的接入需求。智能电网既能容纳大型集中的电源，也能够接入各种类型、各种容量的分布式发电和储能系统。

（3）满足高质量的电能需求。智能电网可针对企业电力用户和居民电力用户的不同需求，提供不同质量等级的电能。

（4）优化资产利用，提高运行效率。智能电网可以优化电源容量设置，延长资产使用寿命，实现状态检修。智能电网也将协调系统控制，提高功率因数，减小系统损耗，避免潮流阻塞。

（5）对于供电中断、电网事故和自然灾害有自愈能力。智能电网能够对系统状态不断进行检测、分析和自我评估，制定应对措施，对故障自动做出反应，并在故障后迅速恢复供电。

（6）支持新型电力服务和电力市场。智能电网应合理设计和运行电力市场，提供竞价上网和电力服务竞争的机会，考虑价值/成本关系等因素的影响，实现资源的合理配置，降低电网损耗，提高能源利用效率。

关键技术领域 包括可再生能源发电的接入、输送及消纳，大电网智能运行与控制，高效、自愈、互动的智能配电网与微电网，智能输变电技术与装备，双向互动的智能用电，智能电网信息与通信6个方面。

（1）可再生能源发电的接入、输送及消纳。关键技术包括：电网、电源与可再生能源以及电网储能的统筹规划技术；大规模可再生能源发电并网的多时空尺度预测、建模和仿真技术；满足大范围电能安全优化调配需求的新能源接入模式；电网接纳大规模可再生能源的安全经济运行技术；鼓励电网输送和消纳各种可再生能源发电的政策措施和技术标准体系。

（2）大电网智能运行与控制。关键技术包括：特高压、交直流混联、大容量远距离接续式送电条件下，大电网建模和仿真、在线安全分析与辅助决策、扰动源定位和广域保护与智能控制等技术；考虑新能源随机特性的发输电系统规划、稳定性分析和优化发电调度技术；电网海量监测信息下，大电网状态的感知、预警和自适应决策控制；可预测输变电设备失效的特征量提取及监测诊断评估技术；基于电网运行状态或需求的设备智能化和协调控制技术；优化资产管理及资产使用的运行优化等。

（3）高效、自愈、互动的智能配电网与微电网。关键技术包括：包括分布式可再生能源发电并网和即插即用组网控制；适应电力双向流动的配电网保护、控制和智能调度；适于分布式电源接入的高级配电自动化；配电网电能质量控制、柔性配电和定制电力；双向互动的营销机制和需求侧管理；双向互动的供需一体化时空协调优化调度；配电网能量优化和节能降损；电网与用户互动机制的构造和需求响应的实施；智能配电网防灾减灾；支撑电动汽车充放电；智能配电网信息集成和综合监控技术；微电网综合仿真、优化规划、保护控制和能量优化。（见分布式发电、微电网和配电系统自动化）

（4）智能输变电技术与装备。关键技术包括：满足新能源布局和智能电网安全优化调配需求的输电网结构；灵活的输电网功率控制技术；通道畅通、信息共享的智能化变电站构建；具备对潜在故障的自我检测、自我保护能力的智能化输电线路和智能化高压设备的研制；大规模电网储能及其应用；智能变电站（见图4）技术体系和标准；智能化设备（变压器、开关）技术和标准；输电网的状态监测和状态检修技术；输变电装备性能劣化的机理、潜伏性和突发性故障产生机理及故障特征信息；装备故障信息感知理论和先进传

感器技术；装备寿命预测及全寿命周期管理；装备运行及故障过程的全数字化电磁仿真技术；基于电力电子的柔性输变电技术与装备。中国首座新建220kV智能变电站是无锡西泾智能变电站，见图4。



图4 无锡西泾智能变电站（潘正光 摄）

（5）双向互动的智能用电。关键技术包括：智能用电、需求响应多维度特性机理和综合价值评估的建模、仿真和分析；面向可再生能源消纳和高质量电能的自适应控制和协同优化；能效精细化监测、诊断和管理技术；智能用电双向互动的运行模式及支撑技术；智能用电与实时电价、能效管理的协调机制与模式设计；智能家居和建筑；用电海量信息的有效集成、评估、关联分析技术。

（6）智能电网信息与通信。关键技术包括：满足智能电网需求的大容量、可靠、高速、实时通信系统；分布式用电信息传输的可靠性和经济性；电力物联网和云技术；建立电网的统一信息模型和标准；基于高密度海量数据的有效集成、评估、关联分析和决策技术；满足可再生能源接入的融合通信技术；智能配用电、微电网通信网络、信息处理和多业务接入技术；新型分布式计算与T级内存计算技术；电力数据中心与数据恢复技术；电力设备状态感知、检测与采集技术；电力流、信息流和业务流的有效管理技术；电力系统信息的全方位安全主动防御技术；电力用户与电力市场信息交互技术。

参考书目

何光宇，孙英云．智能电网基础．北京：中国电力出版社，2010.

刘振亚．智能电网技术．北京：中国电力出版社，2010.

zhineng dianwang diaodu jishu zhichi xitong

智能电网调度技术支持系统

（dispatch supporting system of smart grid） 在体系结构、采用技术和实现功能等方面对传统的能量管理系统进行扩展，支持智能电网运行调度、控制和管理，实现电网实时监控与预警、调度计划、安全校核、调度管理等类应用功能的现代计算机系统。该系统横向实现调度控制中心内部系统各应用功能的有效集成、协调运转，纵向兼顾各级电网调度技术支持系统的建设和应用功能间的相互贯通、协调，实现模型、数据的充分共享，并可以向厂站扩展应用。智能电网调度技术支持系统是电力系统调度自动化能量管理系统在智能电网环境下的新发展。

体系结构特点 标准化程度高、开放性好，根据业务需要，新的应用（包括来自第三方的应用）可以在线、方便、规范、安全地接入电网调度技术支持系统，而不影响系统整体的正常运行；系统和应用的可扩展能力强，容易实现系统和功能模块的整体升级；有利于实现系统资源（硬件设备、数据、服务等）在横向及纵向范围的充分共享；有利于保护原有应用系统的接入，使其可以继续利用，直至逐步地被标准的面向服务的应用所取代；调度业务的流程化管理和服务流程再造能力强，有利于实现综合性应用功能。

技术特征 ①一体化。充分考虑各级调度的业务特点和相互之间的内在联系，实现系统功能模块化和接口标准化，系统基础支撑平台具有良好的开放性、灵活性、可扩性和友好性，实现实时数据、实时画面、预警结果、应用功能的全系统分布式共享。②标准化。系统充分支持国际标准和国家先进技术标准，支持IEC 61970、IEC 61850、IEC 61968、IEC 62351等系列国际标准。③先进性。系统采用面向服务的架构（service oriented architecture，SOA）、基于安全分区的体系结构、面向设备的标准模型和统一的可视化界面等技术。④安全性。在二次系统安全防护基本原则的基础上，按国家信息安全等级保护的相关要求，采用基于调度数字证书和安全标签等先进安全技术，强化基础支撑平台和应用功能的纵深安全防护，采用满足安全要求的计算机、数据通信设备、操作系统和关系数据库等，实现横向集成生产控制业务、纵向联接各级调度和直调厂站的二次系统纵深安全防护体系。

主要功能 通过调度自动化系统支撑平台实现实时监控与预警类应用、调度计划类应用、安全校核类应用和调度管理类应用等功能。

实时监控与预警类应用 实现电网运行的实时监视、安全分析、调整控制、运行评价等一类支持实时调度控制业务的应用。

主要包括电力系统实时监控与智能告警、电力系统实时控制、电力系统实时网络分析、电力系统在线动态安全分析与预警、电力系统在线安全稳定控制等功能，以及电力系统调度员培训仿真系统和电力系统调度自动化其他子系统等。

调度计划类应用 实现年度、月度、日前和日内调度计划的自动编制、分析评估和优化等一类支持调度计划编制业务的应用。

调度计划类应用需要求解一个多目标、多时段、多约束的动态优化问题，采用动态优化技术，考虑年度、月度、日前、日内和实时调度等不同时间尺度计划之间的有机衔接，实现持续动态优化。需要考虑不同层级调度控制中心调度计划的统一协调，并实现结果的可视化分析、评估和展示等。需要实现电网运行安全性与经济性的协调统一。

调度计划类应用主要包括申报发布、预测应用、检修计划、短期交易管理、水电及新能源发电调度、发电计划、考核结算及计划分析与评估等。

（1）申报发布。实现调度对象申报信息的接收、验证和处理，并向调度对象及时发布授权范围内的各类调度计划信息，支持调度对象对授权信息的及时公平访问。申报内容主要包括注册信息、运行信息和竞价信息，申报发布应用具有

严格的身份认证、申报信息配置和发布信息配置等功能。

(2) 预测应用。通过对历史数据和各种相关因素的定量分析，实现对未来一定周期内的预测对象走势的精确预测。预测应用主要包括水文预报、短期系统负荷预测、短期母线负荷预测、超短期系统负荷预测、超短期母线负荷预测和可再生能源发电能力预测等功能。(见电力系统负荷预测、电力负荷预测方法)

(3) 检修计划。包括年度、月度检修计划，周检修计划、日前检修计划、临时检修等功能。支持对年、月、周、日等检修计划的管理，并对提交的各类检修申请、电网方式调整进行可行性校核，支持检修计划的导入、导出功能。

(4) 短期交易管理。实现月内多日、日内多时段区域间和省间的短期双边交易的组织、交易决策、审批和交易合同管理，主要包括交易管理、合同管理等功能。

(5) 水电及新能源发电调度。主要包括水电调度和新能源发电调度两个部分。水电调度实现与水电调度和计划相关的信息整理、调洪演算、水电优化调度及风险分析，在确保大坝安全的前提下，实现供水、发电和防洪之间协调优化，充分运用水库的调蓄能力，寻求科学合理的联合优化运行策略，包括中长期、短期、超短期水电调度、调洪演算等(见水电监视与调度系统)。新能源发电调度是实现风电、太阳能等新能源发电并网调度相关的信息整理、优化调度方案等，包括中长期、短期和超短期新能源发电调度等功能。(见风电与光伏发电并网调度系统)

(6) 发电计划。见电力系统发电计划。

(7) 考核结算。根据各类合同、计划和采集到的结算主体实际执行信息，实现各类结算主体的结算电量统计、运行情况考核、有偿辅助服务补偿以及电量结算。考核结算应用主要包括电能量计量(见电能量计量系统)、并网电厂运行考核、辅助服务补偿、结算管理等。

(8) 计划分析与评估。集中汇总各类应用数据，采用数据挖掘等先进分析手段，实现对调度计划业务各环节和全过程的定量分析评估，提升和改进调度计划业务。主要包括预分析评估和后分析评估功能。

安全校核类应用　对检修计划、发电计划等调度计划和电网运行操作等进行安全校核、分析评估、辅助决策的应用。

分析调度计划和调度操作的执行是否会出现电网运行状态违限等安全问题，对不出现违限问题的情况评估安全裕度，对出现违限问题的情况进行辅助决策计算，并给出调整建议。计算中考虑稳态、暂态、动态和电压稳定等情况。

安全校核类应用主要包括静态安全校核、稳定计算校核、辅助决策和稳定裕度评估等应用。

(1) 静态安全校核。分析调度计划和操作执行后电网的潮流情况，检查是否会出现潮流过载和电压越界，判断调度计划和操作执行后系统的运行状态，并进行静态安全分析(见电力系统在线静态安全分析)和短路电流分析(见短路电流计算)，同时计算待校核潮流断面和可调变量之间的灵敏度，供辅助决策使用。

(2) 稳定计算校核。在静态安全校核基础上，基于调度计划选定时段的计划运行方式，对待校核潮流断面进行暂态、动态和电压稳定情况的全面快速分析，得出电网安全稳定情况是否满足规程要求的结论。(见暂态稳定计算、静态稳定计算和电压稳定计算)

(3) 辅助决策。基于静态安全校核和稳定计算校核，对约束违限或失稳情况，计算需要对调度计划和调度操作进行的调整措施，以消除或缓解各类越限、失稳等情况，为电网调度计划和调度操作提供辅助决策支持。计算中考虑稳态、暂态、动态和电压稳定等情况。如果调度计划和操作执行后系统不违限也不失稳，但是不满足 $N-1$ 安全约束，此时给出预警信息。

(4) 稳定裕度评估。对静态安全校核结果不违限和稳定计算结果不失稳的情况，计算断面的稳定裕度(极限功率)。计算中考虑暂态、动态和电压稳定等情况。

调度管理类应用　为电网调度控制中心各类管理人员提供调度管理业务信息服务的应用，以实现电网调度管理的流程化和规范化，提高专业化管理水平和工作效率。

调度管理类应用主要包括生产运行管理、专业管理、综合分析与评估、信息展示与发布、内部综合管理等应用。

(1) 生产运行管理。为调度生产运行管理工作提供信息管理服务。主要包括设备运行管理、设备检修管理、电网运行管理和运行值班管理等功能。①设备运行管理。包括新设备起动管理、设备停复役管理、定值单管理、设备缺陷管理、继电保护/安全自动装置动作统计评价等。②设备检修管理。包括一次设备检修计划(含年、月、周、日检修计划)的流程化管理，以及二次设备检修申请的流程化管理等。③电网运行管理。包括操作票、应急预案管理、事故处理管理、运行方式管理、稳定限额管理、安控策略管理、电压限额管理、发受用电计划、拉限电管理、调度问答/预案/预想等调度安全管理、低频低压减载管理等。④运行值班管理。包括调度日志管理、水调日志管理、自动化运行日志管理、通信运行日志管理等。

(2) 专业管理。为调度控制中心各专业提供信息管理服务。主要包括统计分析、标准/规程/规范管理、并网电厂管理、知识管理等功能。①统计分析，主要实现调度控制中心各专业的年度、月度统计分析报告的生成、维护和管理工作，实现统计分析报告的编制、审核、批准、发布的流程化管理。②并网电厂管理，主要实现并网电厂协议的维护和管理，并网电厂考核信息的填报、审核、报表编制的流程化管理。③标准/规程/规范管理。主要实现调度控制中心各类标准/规程/规范的维护和管理，包括运行稳定规程及安全规程等。④知识管理。指支撑调度控制中心各专业的学习、培训、考试工作，主要包括电力生产知识库、调度培训考试、培训计划管理、培训过程管理、培训资料管理等。

(3) 综合分析与评估。采用时间、空间等多维度分析方法，对电网运行信息、二次设备运行信息、其他类应用的分析评价结果等数据进行综合数据挖掘分析，形成分析和评估报告。包括生成生产运行报表、电网调度运行分析、电网调度安全分析、电网调度二次设备分析等功能。①生成生产运行报表。生成调度控制中心各专业生产运行报表，包括各类年、季、月、旬、日报表等，同时实现报表数据在调度机构之间的交换。②电网调度运行分析。主要对电网调度运行过程中的各类指标的统计分析，对电网控制准确性和运行方式合理性进行评估，实现各级调度的各类指标数据的共享。

③电网调度安全分析。主要实现对电网安全生产过程的各类工作情况的分析评价。④电网调度二次设备分析。主要实现调度技术支持系统、电力通信系统、电网继电保护设备和安全自动装置等二次系统设备运行情况的分析和评价。

（4）信息展示与发布。实现包括电网运行信息、生产统计信息、分析统计报表、调度系统动态、文档资料、新闻、公告等各类信息的展示和发布；提供调度管理类应用中各应用的操作界面及多维动态信息展示、资料搜索管理、分布式查询、信息发布管理工具等展示手段和展示工具。

（5）内部综合管理。实现调度控制中心内部管理的信息化、流程化，主要包括工程项目管理、工作计划管理、备品备件管理等。各调度机构内部管理模式一般会有较大差别，故内部综合管理应用也存在差异。

zhineng ganzhi jishu

智能感知技术 （smart sensing technology） 利用智能传感器件实现设备及环境状态信息采集、处理与通信的技术。电力物联网智能传感器包括电力系统中所有用于信号测量的装置，涉及电流感知、变压器状态感知、发电机/电动机状态感知等方面技术。

电流感知技术 电流信号的测量技术，常见的有电流互感技术与光纤电流传感技术。

电流互感技术 基于法拉第电磁感应原理的电流测量技术，如电流互感器。电流互感器是由闭合的铁芯和绕组组成。它的一次绕组匝数很少，串在需要测量的电流的线路中，因此它经常有线路的全部电流流过，二次绕组匝数比较多，串接在测量仪表和保护回路中，电流互感器在工作时，它的二次回路始终是闭合的，因此测量仪表和保护回路串联线圈的阻抗很小，电流互感器的工作状态接近短路。

光纤电流传感技术 基于法拉第磁光效应的电流测量技术，如光纤电流传感器（optical current sensor，OCT）。光纤电流传感器利用偏振光在磁场中的偏转效应，可以测量交流电流和直流电流。

变压器状态感知技术 通常包括气体传感技术、局部放电传感技术、压力传感技术及振动传感技术。

气体传感技术 利用气体传感器采集、处理以及传输封闭设备内绝缘油内特定气体（如 CH_4、C_2H_6、C_2H_4、C_2H_2、H_2、CO 和 CO_2 等）的含量信息。通过监测特定气体含量，可实现对设备内部是否发生短路、绝缘放电等故障的在线监测和判断。变压器的瓦斯保护就是利用这一信号作出响应的；同时，气体监测也可用于变压器局部放电的识别。

局部放电传感技术 变压器绕组局部放电除气体释放以外，还往往伴随着产生电脉冲、超声波、光、热和化学变化等，因此除气体传感器外，还有监测变压器内部绕组局部放电的超声波传感器、超高频（ultra high frequency，UHF）传感器、光学传感器、温度传感器、压力传感器等。

压力传感技术 压力传感器可以通过对变压器内部压力的监测，辨别变压器内部是否发生短路、局放造成气体释放，从而实现对变压器的保护。

振动传感技术 将振动传感器通过磁力座贴在电力变压器的油箱壁上（与整个电力系统没有电气连接），监测变压器运行时的振动与噪声情况，通过区分变压器正常运行与发生铁芯松动或变形等情形的振动和内部噪声，诊断变压器铁芯的健康状况。

发电机/电动机状态感知技术 通常包括局部放电监测、电机定子绕组振动监测、电机转矩转速测量等。

局部放电监测 常用监测方法包括耦合电容法、定子槽耦合器法、射频监测法。通过监测电机在局部放电时产生的宽频射频电流信号、通过在发电机出口母线进行电耦合来实现信号的量测以及通过在发电机定子槽的槽契下方安装耦合传感器的方法实现。

电机定子绕组振动监测 在传感器中设置一个光纤的间断点，在间断点位置采用共振舌簧固定的光栅来隔离两端的光纤。传感器采用多测点方式安装于发电机线圈顶端，在发电机运行过程中所引起的光栅振动可间断遮光生成光脉冲，获得电机的发电机的振动数据，从而到达测量定子绕组的径向振动、轴向振动或周向振动的效果。

电机转矩转速测量 通过电机的轴向弹性元件变形、应力或应变等参数的直接或间接测量，实现电机转矩转速的监测。包括光学式、光电式、磁电式、应变式、电容式、钢弦式及机械式等多种类型的传感器。

参考书目

张鸿涛，徐连明，张一文．物联网关键技术及系统应用．北京：机械工业出版社，2012.

刘建明，李祥珍，等．物联网与智能电网．北京：电子工业出版社，2012.

zhineng peidian xitong

智能配电系统 （smart distribution system） 采用先进的传感、通信、信息、控制技术，为电力用户提供安全、可靠、优质、经济、环保的电力供应和各种附加服务的智能化配电系统。在正常运行状态下可实现配电系统的可靠监测、保护、控制和优化，在非正常运行状态下具备自愈控制功能（见配电系统自愈控制）。

与传统的配电系统相比，智能配电系统在供电可靠性、电能质量、兼容新设备能力、与用户互动、电网资产利用率、信息集成与共享等方面有显著提高。

（1）供电可靠性。具有抵御自然灾害和人为破坏的能力，能够进行故障的智能处理，最大限度地减少配电网故障对用户的影响。在主网停电时，能够依托分布式发电、微电网等继续保障重要用户的供电，并具备故障自愈功能。（见配电系统可靠性评估）

（2）电能质量。利用先进的电力电子技术、电能质量在线监测和补偿技术，可实现电压、无功的优化控制，以及对电能质量敏感设备的不间断、高质量、连续性供电。（见配电系统电能质量）

（3）兼容性。支持大量分布式电源、储能装置（见电力系统储能）等的灵活可靠接入，可实现分布式电源的"即插即用"，支持微电网的可靠运行，方便电动汽车的充放电，对电力用户更具兼容性。

（4）互动能力。依托用户侧的智能电能表和通信网络，支持用户侧的负荷需求响应，可为用户提供更多的附加服务，为降低用户能耗提供便捷的互动平台。

（5）电网资产利用率。实时、在线监测主要设备状态，

实施状态检修，延长设备使用寿命；支持配电网快速仿真和模拟，合理控制潮流，降低损耗，充分利用系统容量；降低投资、减少设备折旧；可采用有效的负荷移峰填谷措施，最终使配电设施的资产利用率显著提高。

（6）可视化信息系统集成。实时采集配电网及其设备运行数据，实现实时运行数据与离线管理数据的高度融合与深度集成，实现设备管理、检修管理、停电管理（见配电网停电管理系统）以及用电管理等的信息化集成，最终实现配电调度与运行管理的一体化。

配电系统将朝着具备灵活、可靠、高效的配电网网架结构、高可靠性和高安全性的通信网络、高渗透率的分布式电源接入、高级配电自动化系统的全面实施的目标发展，最终成为智能配电系统。

zhineng shebei

智能设备 （intelligent device） 见变电站测量与控制装置。

zhineng zujian

智能组件 （intelligent component） 见变电站测量与控制装置。

Zhongguo dianli xitong

中国电力系统 （electric power systems in China） 中国各地区（包括省、自治区、直辖市和特别行政区）的电力系统。

发展历史 中国电力系统是随着中国电力工业的发展而逐步形成的，就其规模和特点看，它的发展可分为局部电网的形成、跨省互联电网的发展和跨区互联电网的发展3个阶段。

（1）局部电网的形成：从1882年7月26日上海第一台12kW机组发电到新中国成立后的60年代末。此阶段又可分为3个时期：①在1936年前，初步形成北京、天津、上海、南京、武汉、广州、南通等大、中城市的配电系统。②到1949年中国已形成的局部电力系统主要有：东北中部电力系统，以丰满水电厂为中心，采用154kV输电线路，连接沈阳、抚顺、长春、吉林和哈尔滨等地区；东北南部电力系统，以水丰水电厂为中心，采用220kV和154kV输电线路，连接大连、鞍山、丹东、营口等供电区；东北东部电力系统，以镜泊湖水电厂为中心，采用110kV输电线路，连接鸡西、牡丹江、延边等供电区；冀北电力系统，以77kV输电线路连接北京、天津、唐山等供电区和发电厂。1946年5月1日“台湾电力公司”成立时，台湾电力系统总装置容量为27.5万kW，输电电压154kV。③1949年到20世纪60年代末，以大、中城市为中心的配电网逐步通过220kV线路相互连接，以220kV线路为主网架，形成以省域为主要覆盖范围的局部电网。

（2）跨省互联电网的发展：从20世纪70年代初到20世纪末为止。其中，1970～1980年期间，省级电网的完善和跨省电网的形成交织发展。1971年中国第一条330kV输电线路投入运行，建成了陕西、甘肃、青海跨省电网，之后随着电网的发展，很多地区逐步由孤立的110、220kV电网互联形成220kV或330kV的全省乃至跨省电网。这一时期的特点是持续严重缺电，输、配电网络的建设滞后，电网的稳定破坏事故频发。八九十年代，随着改革开放和经济高速发展，电网建设加快，1982年第一条500kV输电线路投入运行，500kV线路逐步成为各大电网的骨干网架和跨省、跨地区的联络线。至1989年，中国形成了7个跨省区域电网：东北电网、华北电网，华东电网、华中电网，西北电网，川渝电网，南方互联电网（含香港电网和澳门电网）。期间，山东电网，福建电网，海南电网、乌鲁木齐电网、拉萨电网、台湾电网等为孤立运行的省级电网。至20世纪末，中国的输电电压等级为500、330、220、110、63、35kV（其中63kV仅限于东北部分地区，330kV仅限于西北地区的电网）。机组容量30万～60万kW居多，华东、华北、华中、南方电力系统的装机容量均已超过40GW。

（3）跨区互联电网的发展。1989年9月～1990年8月，华中和华东电网之间的葛洲坝—上海±500kV超高压直流输电工程（120万kW）投入运行，在中国首次实现非同步跨大区联网，标志着中国跨大区互联电网的开始。之后，2001年5月，东北华北电网通过一条500kV线路实现大区间同步交流联网（2008年后改为直流背靠背联网）；2001年12月福建与华东同步交流联网；2002年4月实现了川渝与华中同步交流联网；2003年9月实现华中与华北500kV交流联网；2003年华中到华东第二条±500kV直流输电线路（300万kW）投运；2004年三峡至广东超高压直流联网工程投运；2005年6月华中与西北直流背靠背联网工程和三峡至上海超高压直流联网工程投运。2009年1月，晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程的投产，实现了华北与华中特高压跨区联网。2010年11月，新疆与西北主网通过750kV实现同步交流联网。2009年12月云南—广东±800kV特高压单极投运，2010年6月双极投运；2010年7月向家坝—上海±800kV特高压直流输电示范工程投运。2011年12月青藏±400kV直流联网工程投运。全国形成华北、华中、华东、东北、西北、南方6个大区电网，除台湾省外全国联网基本形成。

现状 随着中国国民经济的迅速发展，中国的电力工业得到相应的增长，逐步形成以中心城市为核心，以不同电压等级的输电线路为骨架的各跨大区、大区、省级和地区的电力系统。

截至2012年底，中国发电装机容量为11.4676亿kW，年发电量为49865亿kW·h，表1列出了中国1952～2012年发电装机容量和年发电量构成。

表1 1952～2012年中国发电装机容量和年发电量构成

年份	装机容量（万kW）			总发电量（亿kW·h）		
	总计	水电	火电	总计	水电	火电
1952	197	19	178	73	13	60
1962	1304	238	1066	458	90	368
1970	2377	624	1753	1159	205	954
1980	6587	2032	4555	3006	582	2424
1985	8705	2641	6064	4107	924	3183
1990	13789	3605	10184	6213	1263	4950
1995	21722	5218	16294	10069	1868	8074

续表

年份	装机容量（万 kW）			总发电量（亿 kW·h）		
	总计	水电	火电	总计	水电	火电
2000	31 932	7935	23 754	13 685	2431	11 079
2001	33 849	8301	25 314	14 839	2611	12 045
2002	35 657	8607	26 555	16 542	2746	13 522
2003	39 141	9490	28 977	19 052	2813	15 790
2004	44 239	10 524	32 948	21 944	3310	18 104
2005	51 718	11 739	39 138	24 975	3964	20 437
2006	62 370	13 029	48 382	28 499	4148	23 741
2007	71 822	14 823	55 607	32 644	4714	27 207
2008	79 273	17 260	60 286	34 510	5655	28 030
2009	87 410	19 629	65 108	36 812	5717	30 117
2010	96 641	21 606	70 967	42 278	6867	34 166
2011	106 253	23 298	76 834	47 306	6681	39 003
2012	114 676	24 947	81 968	49 865	8556	39 255

发电容量超过 1000MW 的发电厂有 310 座。全国最大的火力发电厂是大唐托克托发电公司，容量为 5400MW；最大的水力发电厂是三峡水电厂，容量为 22 500MW。装机容量最大的秦山核电基地容量为 4350MW。中国的发电装机，进入了大机组、高参数、高自动化和节能、环保的时代。

在输电线路建设方面，自 1982 年中国的第一条 500kV 输电线路投入运行以来，500kV 的线路已逐步成为各大电力系统的骨干网架和跨省、跨地区的联络线。随着三峡电站送出工程的建设，实现了华中电网和南方电网的±500kV 联网，随着交流特高压 1000kV 的投产，实现了华北和华中的同步交流联网。中国的输电电压等级为交流 1000、750、500、330、220、110、66、35kV 和直流 ±1000、±800、±660、±500、±400kV，其中交流 66kV 仅限于东北部分地区，750、330kV 仅限于西北地区的电力系统。表 2 列出了 2012 年底中国 35kV 及以上输电线路长度及变电设备容量。

表 2　2012 年底中国 35kV 及以上输电线路长度及变电设备容量

类　型	输电线路回路长度（km）	变电设备容量（万 kV·A）
合计	1 479 963	445 899
1000kV	639	1800
±800kV	5466	
750kV	10 088	5320
±660kV	1400	
500kV	146 250	90 625
330kV	22 701	7714
220kV	318 217	144 228
110kV（含 66kV）	517 983	149 231
35kV	456 168	41 534

中国电网（见图 1）总体上是西电东送、电力南北互供，电量总体是北电南送。由于中国的水力资源 70%以上在西南和西北部，煤炭资源的大部分蕴藏在华北和西北部，而负荷中心则分布在东部和南部沿海地区，为满足电力负荷的需要，随着黄河、长江、红水河等流域水力资源的开发和煤炭基地火电厂的建设，全国联网已基本形成。全国电网的南北互供通道体现在东北电网与华北电网直流背靠背联网；华北电网通过晋东南—荆门 1000kV 特高压交流线路与华中联网；华中电网通过鲤鱼江交流和三广直流送广东，与南方电网联网；在华南电网内，广东与海南通过 500kV 海底电缆联网互济，互为备用。南北通道的最北端，黑龙江电网与俄罗斯通过直流背靠背联网。

中国的主要电力系统　包括东北电力系统、华北电力系统、华东电力系统、华中电力系统、西北电力系统（覆盖西藏电力系统）、南方互联电力系统、台湾电力系统、香港电力系统和澳门电力系统。其中，东北、华北、华东、华中、西北电力系统由国家电网公司负责管理，南方互联电力系统由南方电网有限责任公司负责管理。在部分省和自治区中还有一些孤立运行的小电力系统，西藏自治区的拉萨电力系统（2011 年末发电装机容量为 970MW）。

华北电力系统　由北京市、天津市、河北省、山西省、山东省和内蒙古自治区西部等供电区的电力系统互联组成，见图 2。该地区煤炭资源丰富，电源以燃煤火力发电厂为主；水力资源缺乏，水电只占总装机容量的 3%。万家寨（1080MW）、张河湾蓄能电站（1000MW）、泰安蓄能电站（1000MW）、十三陵 4 台 200MW 和潘家口 3 台 90MW 的抽水蓄能发电机组，用以调频、调峰和事故备用。

该系统内百万千瓦以上的大型火电厂有 70 多个，其中最大的为托克托（5400MW）、邹县（4540MW）、达拉特（3180MW）电厂。华北电网通过东北—华北直流背靠背联网工程与东北电网互联，从东北电网受电，也发挥着与东北电网互为备用的作用。通过山西阳泉送江苏的三堡线，以点对网的方式与华东电网互联，向江苏供电。通过陕西府谷、锦界电厂送河北，宁东—山东±600kV 直流工程实现华北与西北的联网。通过晋东南—荆门 1000kV 特高压交流线路，华北与华中联网。

东北电力系统　由辽宁省、吉林省、黑龙江省和内蒙古自治区东部等供电区的电力系统互联组成，见图 3。1943 年丰满水电厂开始发电，以 154kV 输电线路向沈阳、长春、哈尔滨送电。水电装机容量较华北多，其中白山（1800MW）、丰满（1020MW）、水丰、云峰、桓仁等水电厂都拥有年调节水库或多年调节水库。此外还有与朝鲜民主主义人民共和国共管的水丰（630MW）、云峰（400MW）等水电厂。

系统内的 1000MW 以上的大型火电厂有 20 多个，其中绥中（3600MW）、伊敏（2800MW）、铁岭（2400MW）、元宝山（2260MW）为最大。主要的输电线路电压为 500kV 和 220kV，原 154kV 线路大部分已升压到 220kV。省间输电线路联系较强，已建成由内蒙古自治区东部元宝山发电厂到辽宁省并延伸到吉林省和黑龙江省的 500kV 线路；内蒙古东部的伊敏电厂则通过 500kV 线路经黑龙江省接入主网，成为大型发电厂的输电线和省间的主干联络线。呼伦贝尔—辽宁直流工程进一步加强了东北区域资源优化配置的能力。

东北电网通过直流背靠背工程与华北电网联网，东北电网北端通过直流背靠背与俄罗斯联网。

华东电力系统　由上海市、江苏省、浙江省、安徽省、福建省等供电区的电力系统互联组成，见图 4。华东地区是

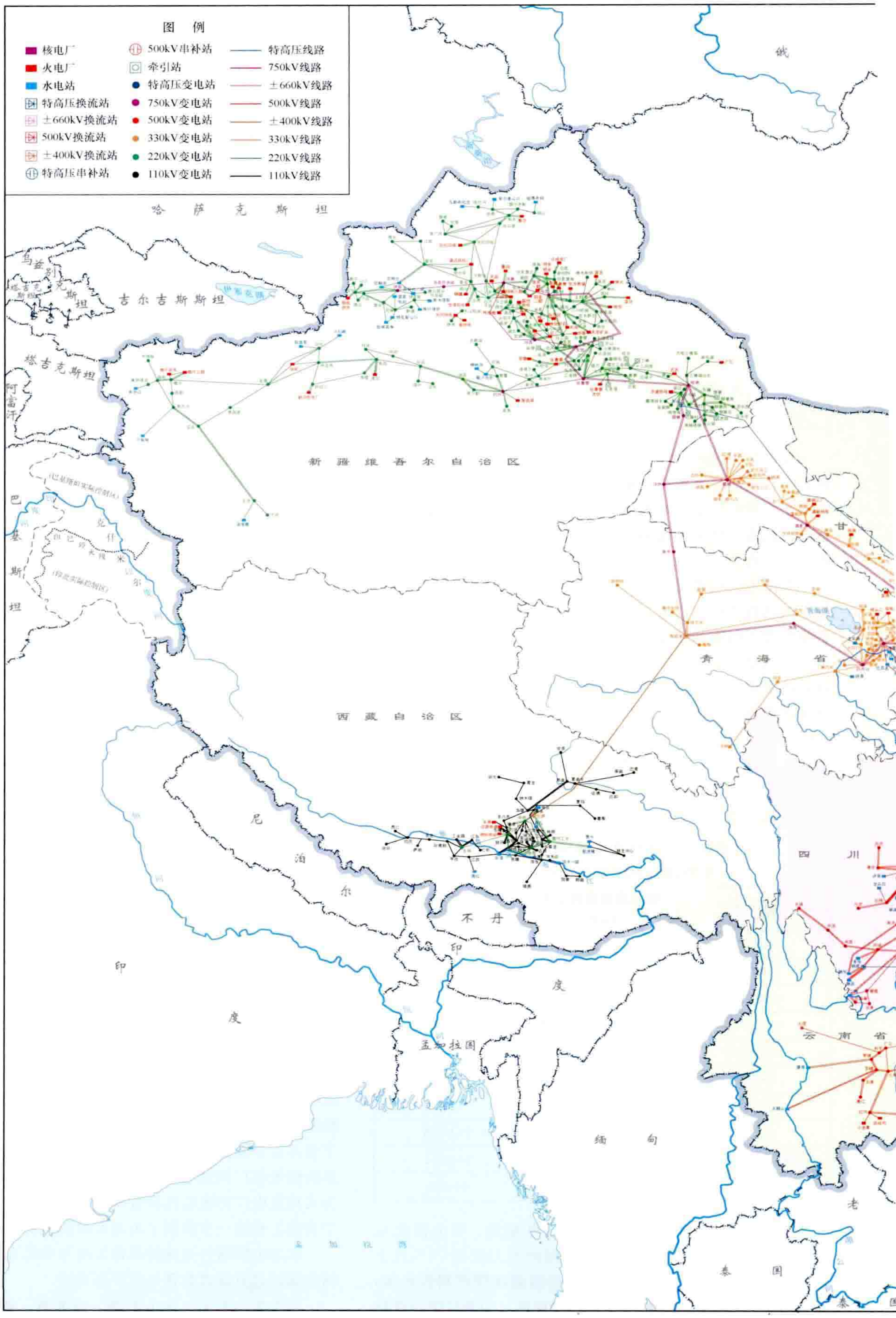


图 1 2013 年国家电网主



家电力调度控制中心　提供）

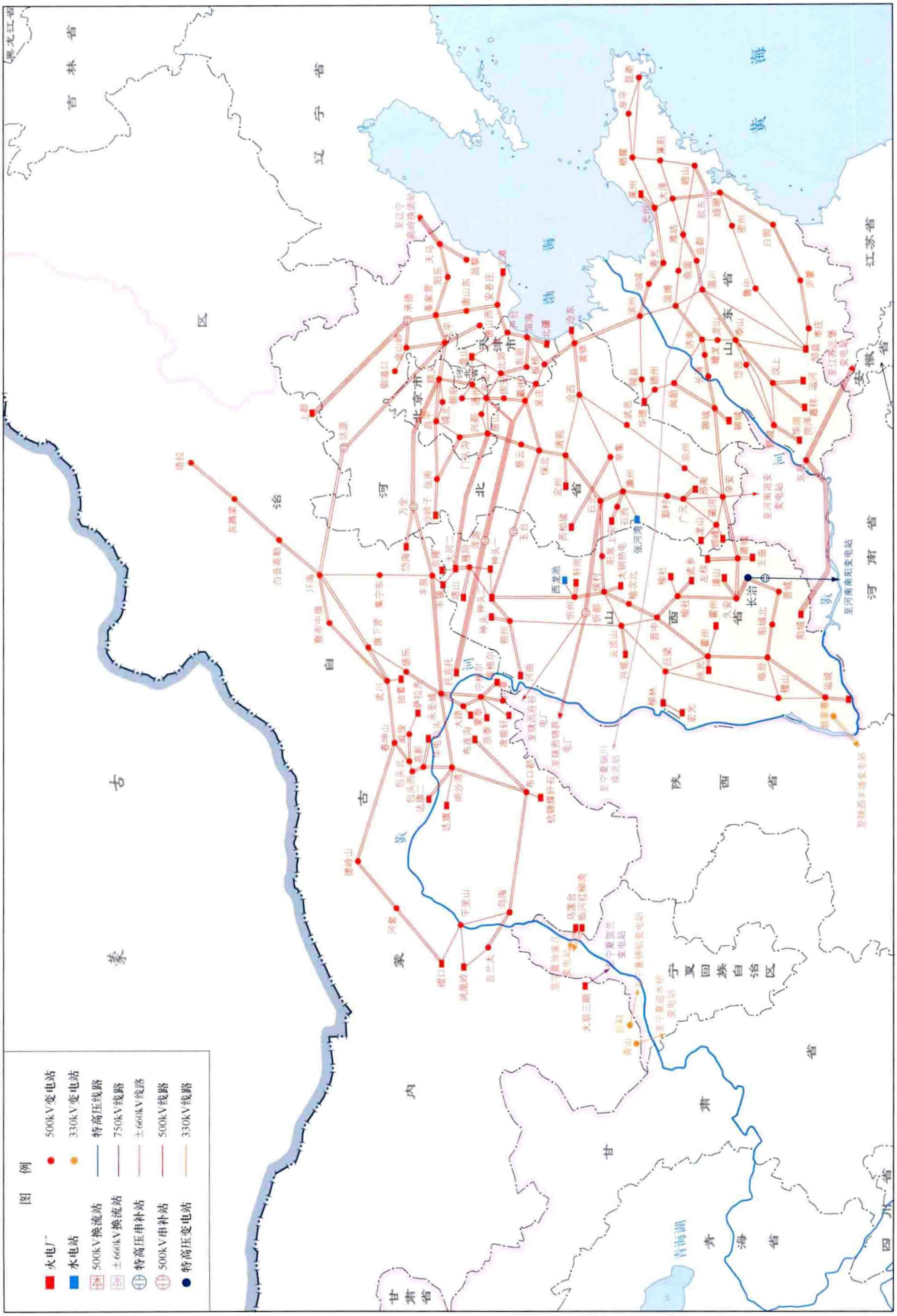


图2 华北电力系统示意图（国家电力调度控制中心 提供）

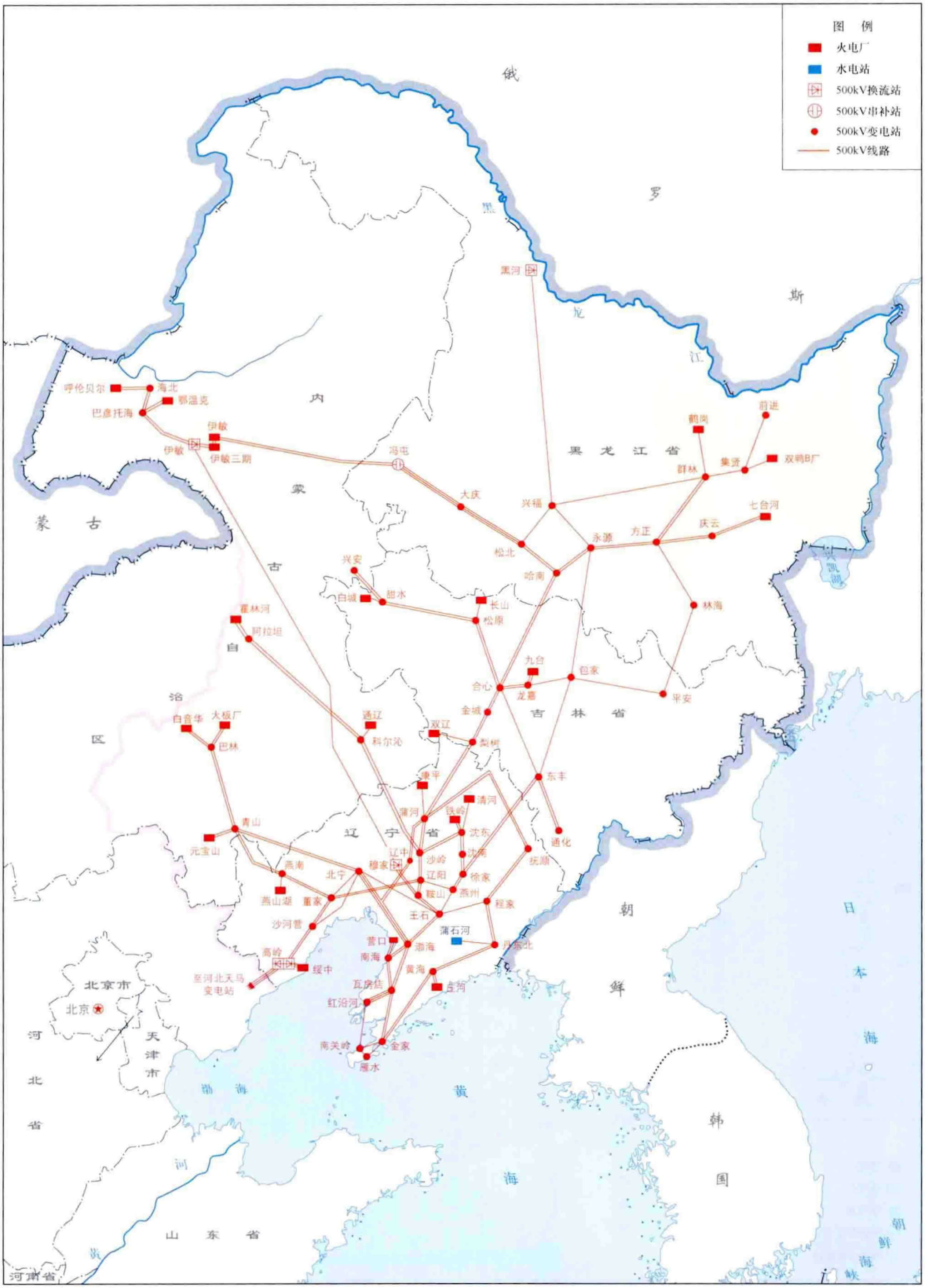


图3 东北电力系统示意图（国家电力调度控制中心 提供）



图 4　华东电力系统示意图（国家电力调度控制中心　提供）

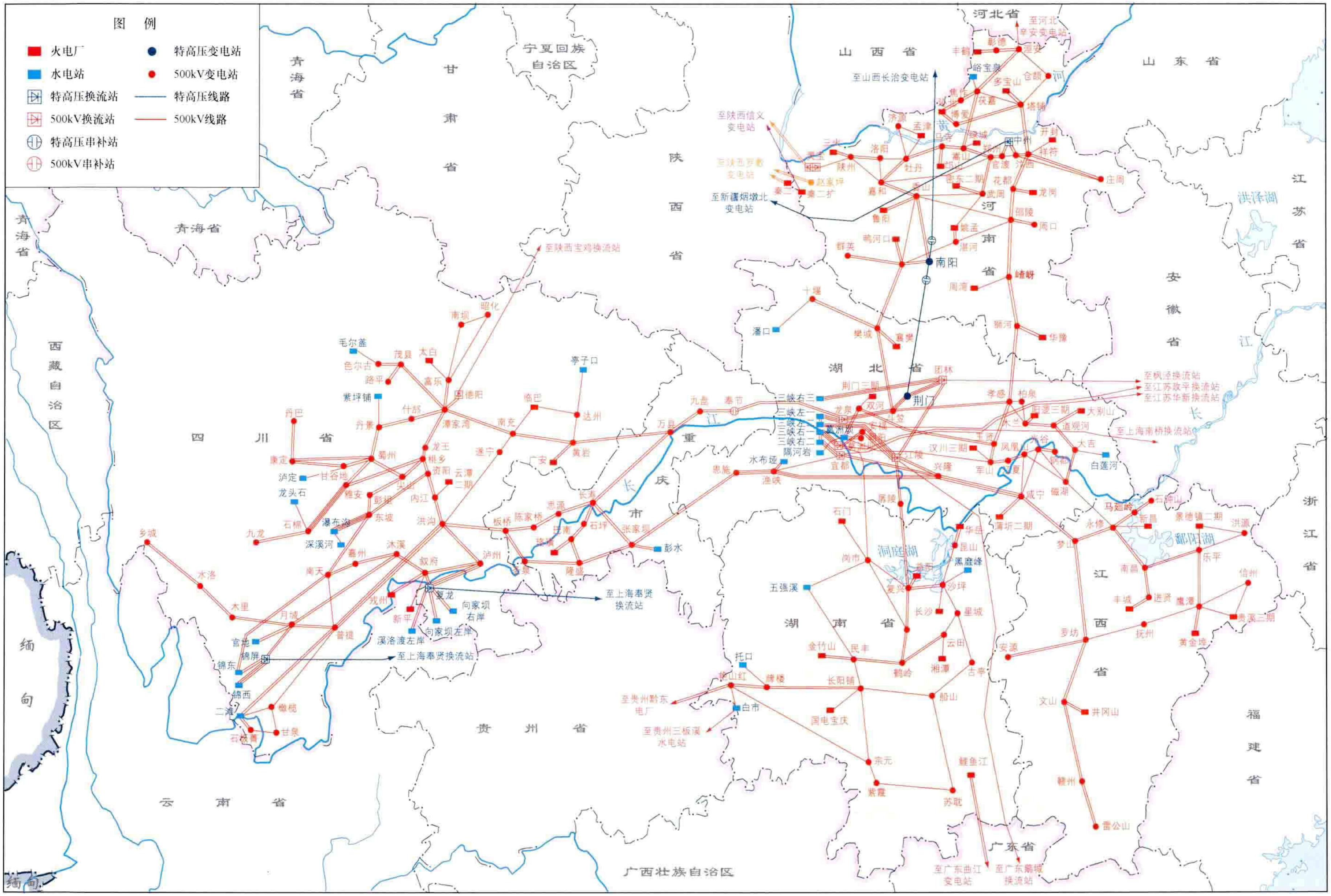


图5 华中电力系统示意图（国家电力调度控制中心 提供）

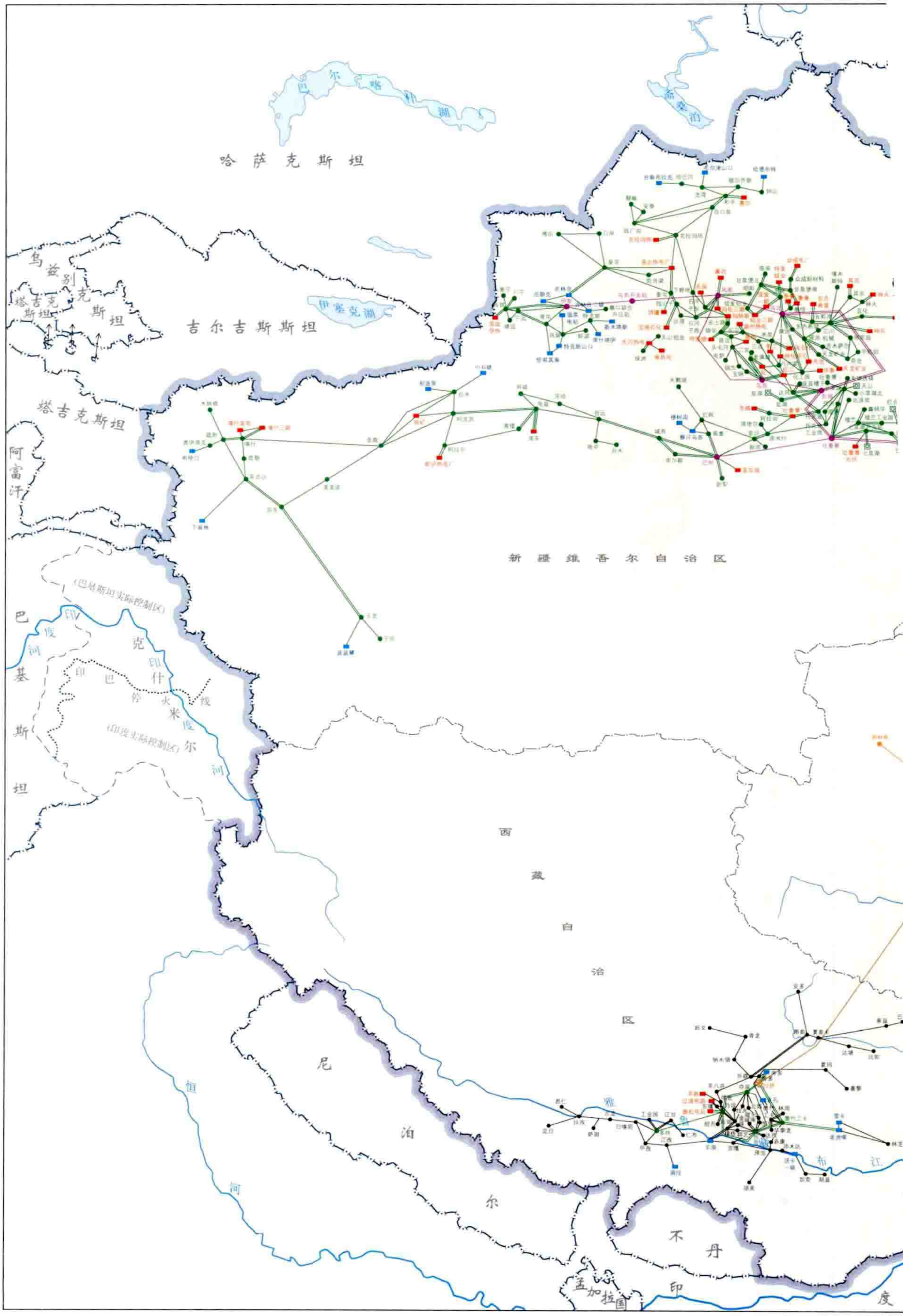
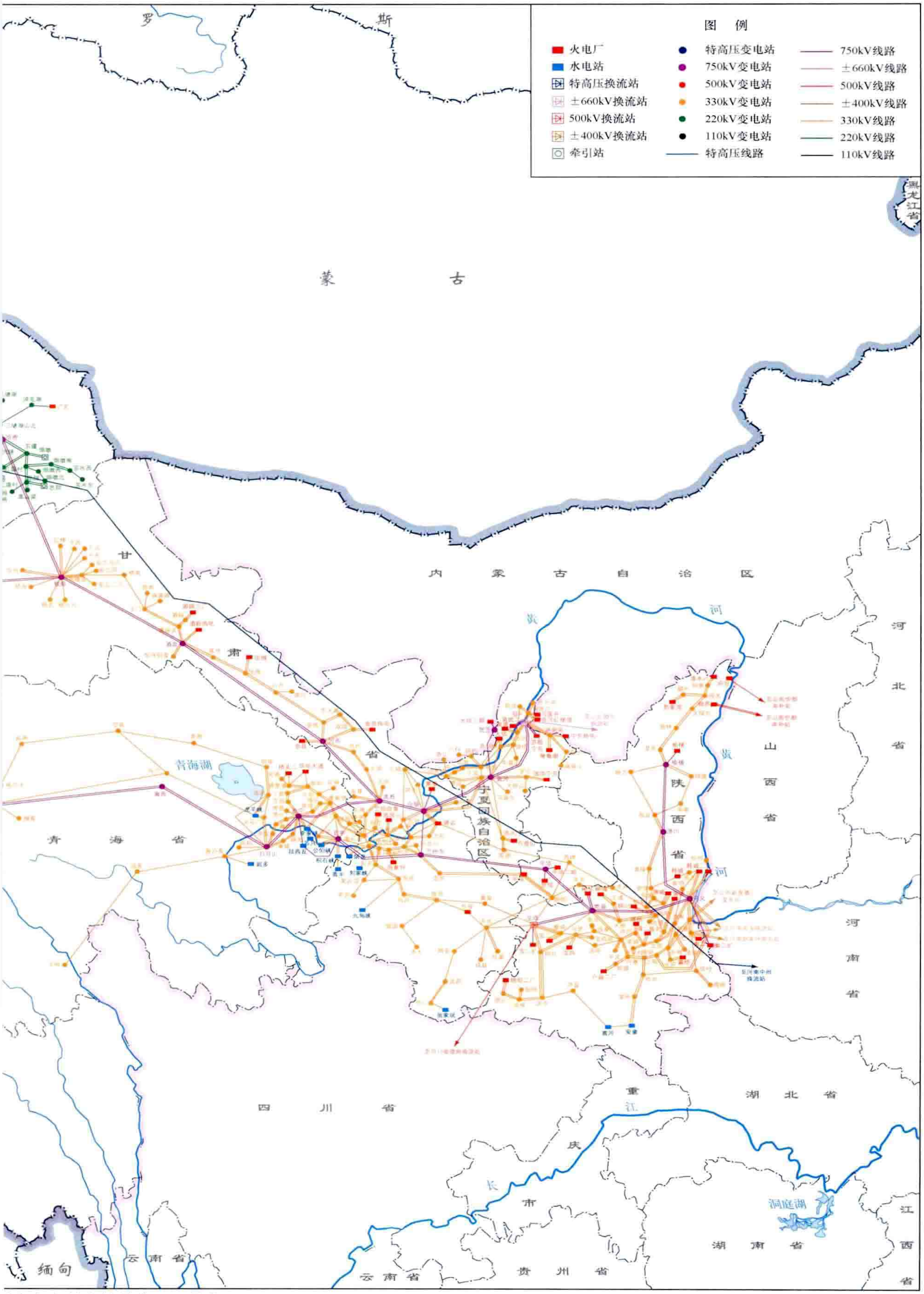

巴尔喀什湖
斋桑泊
哈萨克斯坦
乌兹别克斯坦
塔吉克斯坦
吉尔吉斯斯坦
伊塞克湖
塔吉克斯坦
阿富汗
新疆维吾尔自治区
(巴基斯坦实际控制区)
巴基斯坦
印度河
克什米尔
印巴停火线
(印度实际控制区)
西藏自治区
尼泊尔
恒河
不丹
孟加拉国
印度
雅鲁藏布江

图 6　西北电力系统示



国家电力调度控制中心 提供)

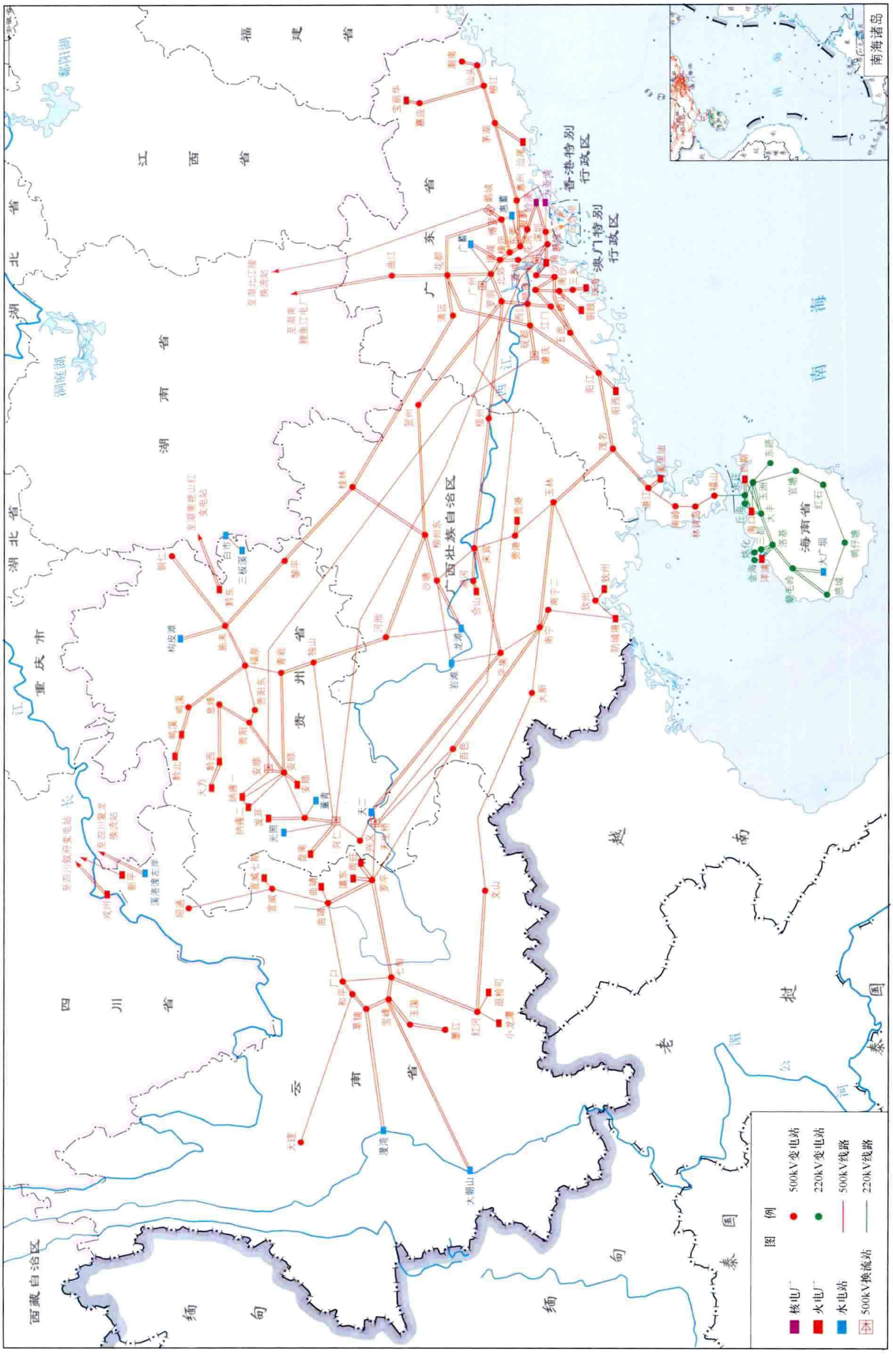


图7　南方互联电力系统示意图（国家电力调度控制中心　提供）

中国经济最发达的地区，但是一次能源匮乏，水力和煤炭资源分别仅占全国的3.6%和4.2%，所以需从山西和河南等省大量运入发电用煤。华中的电力经±500kV超高压直流输电线、西南水电经过±800kV特高压直流输电线送入本地区。

系统内有中国自己设计、制造和安装的第一个大型水电厂——新安江水电厂（662.5MW），大型水电还有天荒坪蓄能（1800MW），水口（1400MW），桐柏蓄能（1200MW），宜兴蓄能（1000MW）。系统内核电站有田湾核电厂（2120MW），秦山第三核电厂（1440MW）、秦山第二核电厂（2600MW），秦山第一核电厂（310MW）。系统内容量在1000MW及以上的大型火电厂有60多个，其中北仑港电厂（5000MW）、宁海（4400MW）、后石（4200MW）、玉环（4000MW）、彭城（3240MW）、嘉兴（3000MW）、利港（2700MW）、吕四（3640MW）为最大。

该系统首先建设了从安徽淮南经浙江瓶窑和从江苏徐州经江都送上海市的二回500kV线路，形成跨省的500kV联络线，接着又建成浙江省内北仑港发电厂与瓶窑变电站间的500kV线路，已形成多回500kV送电线路。

华东地区是典型的受端电网，连接华东、华中两大区网的±500kV的葛沪线直流输电线路于1989年投入运行。除了三堡线输入华北阳城电厂电力外，还通过葛沪、龙政、宜华三条±500kV的直流输电线与华中联网，从三峡等电厂送电。2010年7月，四川向家坝—上海±800kV直流特高压工程投运，西南水电资源直接送入华东电网。在华东电网内，通过皖电东送的两条500kV的线路支撑江苏、浙江、上海的电力需求。

华中电力系统　由河南、湖北、湖南、江西、四川、重庆等六省市的电力系统互联而成，见图5。该地区一次能源基本平衡，湖南和湖北两省多水电，河南省多火电。

系统内有全国装机容量最大的水电厂三峡电厂（22 500MW），容量在1000MW及以上的大型水电厂还有瀑布沟（3600MW）、二滩（3300MW）、葛洲坝（2735MW）、小浪底（1940MW）、水布垭（1840MW）、彭水（1750MW）、隔河岩（1212MW）、白莲河蓄能（1200MW）、黑麋峰蓄能（1200MW）、五强溪（1200MW）、柘溪（1010MW）。百万千瓦以上大型火电厂有36个，其中珞璜（2640MW）、姚孟（2410MW）、广安（2400MW）、沁北（2400MW）、阳逻（2400MW）、禹州（2020MW）、平顶山（2000MW）为最大。

主要输电线路的电压为500kV和220kV，以500kV的输电线连接三峡、珞璜、姚孟等大型发电厂和五省一市的负荷中心。

在全国联网中，华中电网发挥了联网的中枢作用。通过晋东南—荆门首条特高压线路与华北联网，实现与华北电网大容量的水火互济；通过灵宝背靠背工程，以及宝鸡至德阳直流工程，实现与西北电网联网；通过三广直流和鲤鱼江送广东，实现与南方电网联网；通过葛沪、龙政、宜华三条±500kV的直流输电线从三峡等电厂送电华东；四川向家坝—上海±800kV的直流输电工程投运，实现西南水电直接送入华东电网。

西北电力系统　由陕西、甘肃、青海、宁夏回族自治区、新疆维吾尔自治区的电力系统互联而成，见图6。西北地区水力和煤炭资源都较丰富，甘肃和青海两省多水力资源，陕西省和宁夏回族自治区多煤炭资源，风力资源和太阳能资源也很丰富。系统内大型水电厂有拉西瓦（3500MW）、李家峡（1600MW）、公伯峡（1500MW）、刘家峡（1350MW）、龙羊峡（1280MW）、积石峡（1020MW）等；大型火电厂有蒲城（2640MW）、平凉（2475MW）、韩城二厂（2400MW）、神木锦界（2400MW）、灵武（2260MW）、靖远（1400MW）、大坝（1200MW）、渭河二厂（1200MW）等。

该系统的主要输电线路电压采用750、330kV。西北电力系统与四川省有一回220kV联络线，并有一回330kV线路降压到110kV后单带河南省部分用电负荷。2010年新疆与西北750kV工程投入运行，实现了新疆电网与西北电网联网和疆电外送。

西北电网与华中电网通过三门峡背靠背直流工程联网，宝鸡—德阳±500kV直流工程增加了两网的联网能力。随着2011年12月青海—西藏±400kV工程的投产，结束了西藏电网孤网运行的历史。

南方互联电力系统　1985年广东省与广西壮族自治区的电力系统通过220kV线路互联形成华南互联电力系统，见图7。1999年广东电力系统与香港九龙中华电力公司所属的电力系统互联，并向澳门供电。1992年初，贵阳、天生桥、平果、来宾的500kV输电系统和随后的来宾、梧州、罗洞500kV输电系统及鲁布革至天生桥220kV输电线路相继建成投运，形成包括广东、贵州、云南省、广西壮族自治区和香港、澳门在内的南方互联电力系统。2009年海南电网通过广东—海南500kV海底电缆与南方电网联网。南方电网的水电厂有全世界最大的抽水蓄能电厂——广东抽水蓄能电厂（2400MW）、惠州蓄能（2100MW）和漫湾（1670MW）、大朝山（1350MW）、天生桥二级（1320MW）、乌江渡（1250MW）、岩滩（1210MW）、天生桥一级（1200MW）、思林（1050MW）、光照（1040MW）、三板溪（1000MW）等。百万千瓦以上大型火电厂有30多个，其中台山（3000MW）、发耳（2400MW）、盘南（2400MW）、海门（2072MW）为最大。大亚湾核电厂以500kV线路接入系统。系统内主要的输电线路为500kV和220kV交流线路，以及±800、±500kV直流线路。中国“西电东送”南通道全部在南方电网的范围内，已经形成了“八交五直”的自西向东的主网架，输送能力超过23 000MW，并以400kV线路向香港送电。

台湾省电力系统　台湾电力公司（前身为台湾电力株式会社）成立于1919年。台湾省光复前，1944年的发电装机为321MW，光复后经历了以水为主、水火并重和以火为主、以水为从的发展阶段，1985年建成了总容量为5144MW的三座核电厂。1995～1999年期间，在发电领域引入竞争，独立发电公司的发电装机为7710MW。自20世纪80年代末期开始推行需求侧管理。2010年的台湾省发电装机容量为48 620MW。2010年台湾省电力公司发购电量为2074亿kW·h。最大的火电厂为台中电厂，装机容量为4686MW，台湾省的最高输电电压为345kV。台湾省电力系统如图8所示。

香港电力系统　香港特别行政区电力系统主要由中华电力公司（位于九龙）和香港电灯控股公司（香港本岛）所属发电厂和电力网组成，并通过3条275kV海底电缆联网，还通过400kV线路与广东电力系统相连，见图9。香港电力系统的电压为400、275、132、66、33、11kV和380/220V。2011年，香港电灯控股公司的南丫电厂的燃煤机组总容量为3736MW，中华电力公司所属电厂的装机容量为6908MW。2011年的用电量超过450亿kW·h。

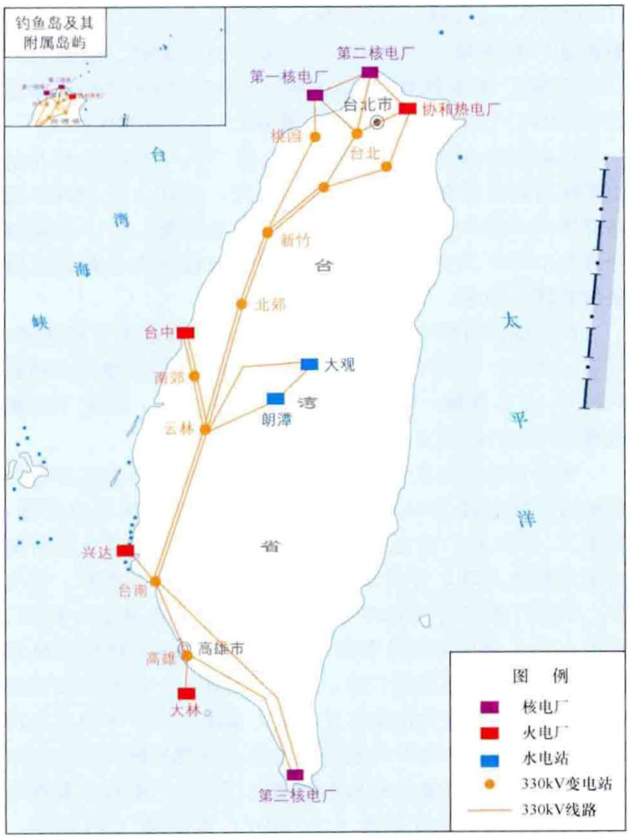


图 8 台湾省电力系统示意图
（国家电力调度控制中心 提供）

澳门电力系统 澳门于 1904 年成立电灯公司，开始供电。澳门电力公司成立于 1992 年，负责澳门的发电和供电。澳门 2010 年的总装机容量为 472MW。自 1984 年起，澳门电力系统经两回 110kV 线路与广东电力系统相连，2008 年通过 220kV 线路与广东联网，从广东受电。澳门特别行政区的供电电压为 66/11/0.4kV。2011 年的用电量为 38.56 亿 kW·h。

电力系统调度管理 中国电力系统的调度管理按照电网“统一调度，分级管理”的原则，分国家级电网调度、大区级电网调度、省级电网调度、地区级电网调度和县级电网调度等五级进行。

国家级电网调度 包括国家电网调度控制中心（简称国调）和南方电网调度控制中心（简称南网调度）。国调依法对国家电网实施调度管理。主要负责国家电网公司所属大区电力系统间 500kV 及以上电压等级联络线及有关重要发电厂的调度运行管理；大区互联电力系统的安全稳定运行；协调各大区电力系统间的电力电量交易和经济运行；编制国家电网运行方式；负责国家电网的调度、运行方式、水库调度、新能源发电调度、电力市场、继电保护、自动化和电力通信等专业管理。南网调度依法对南方电网公司所属包括广东、广西、云南、贵州、海南等省电网实施调度管理和运行控制，其调度职责和国调的大致相同。

大区电网调度 是国调的下属机构（南方电网不设此级调度机构）。其调度对象包括大区内大型水力和火力发电厂，500（330）kV 及以上电压的线路和变电站（由国调直接调度的除外），省级电力系统间联络线和相关变电站以及直接调度的发电厂的送电线路。负责大区电力系统的安全经济运行和电能质量的管理；监督各省级电力系统执行发电和用电计划；收集所辖电力系统的信息，并进行统计分析和上报国调。

省级电网调度 由省级电网调度控制中心实施。其调度对象包括省（自治区、直辖市）内 220kV 线路和变电站，以及所属水、火力发电厂（由大区直接调度的除外）；调度职责：辖区电力系统的安全经济运行和电能质量的管理；制订发电计划，按计划实施发电调度和负荷控制；收集辖区电力系统的信息并上报大区电网调度。

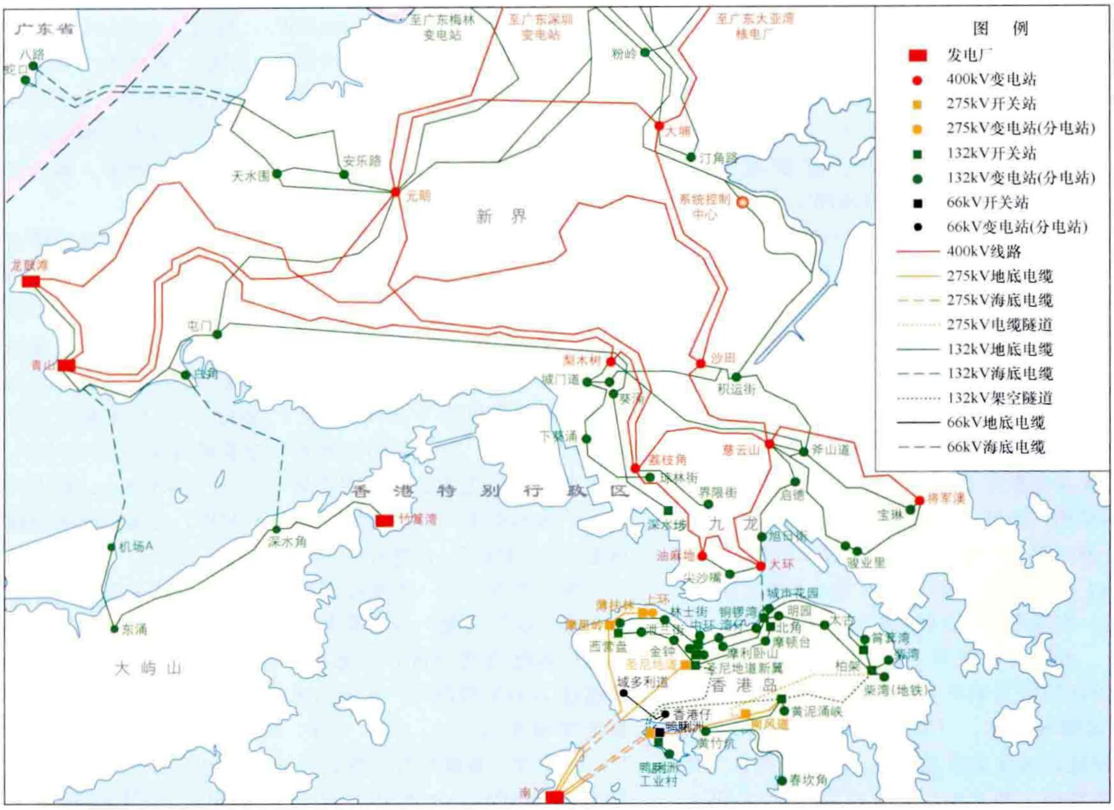


图 9 香港电力系统示意图（国家电力调度控制中心 提供）

地区电网调度　由地区电网调度控制中心实施。其调度对象为110kV（部分220kV）及以下电压等级线路和变电站（由省级电网调度的除外）；调度责职：地区电力系统和配电网的运行管理；掌握和分析用电负荷情况，并对高压大用户和县供电所进行调度管理；对地区小水电厂、小火电厂实行调度管理；收集地区电力系统的信息，并进行统计分析和上报省级电网调度。

县电网调度　负责县内的配电调度管理。

见电力系统调度分层控制。

zhongjian fuhe fadianchang

中间负荷发电厂　(intermediate load power plant)

以承担电力系统日负荷曲线中间部位负荷为主的发电厂（见电力系统调峰）。在日负荷曲线（见电力系统负荷曲线）上，一般将平均负荷与基本负荷间的部分称作中间负荷。中间负荷（也称腰荷）发电厂所带负荷变动幅度较大，在高峰负荷期间发到机组的最大出力或接近最大出力，低谷负荷期间降到技术上允许的最低出力，承担一小部分基本负荷，有的要在低谷负荷时停止发电。中间负荷发电厂一般选用：①日调节和周调节水电厂，其发电量可以在一天之内和一周之内灵活调整，能适应日负荷的变化，除洪水期外可经常承担中间负荷。②水电比重较大的电力系统，主要由水电厂承担中间负荷，只是在洪水期为避免弃水才由火电厂承担中间负荷。在此情况下，火电厂带变动负荷所引起的损失与水电厂少弃水或不弃水所取得的收益相比是值得的。③火电为主的电力系统，除水电厂承担一部分中间负荷外，主要由耗煤微增率较高、容量较小、调节性能好和起停灵活的火电厂承担中间负荷（见等微增率经济调度）。

zhongjian jidianqi

中间继电器　(auxiliary relay)

通过增加控制触点数或触点通流容量以增加控制对象的数量或扩大控制容量的保护继电器，又称辅助继电器。中间继电器往往还具有短延时控制功能，按动作特性有：通电后无延时（瞬时）动作、断电后无延时（瞬时）返回，通电后延时动作、断电后瞬时返回，通电后瞬时动作、断电后延时返回等。此外，有的中间继电器附加有电压或电流保持动作回路。中间继电器是继电保护装置和电气自动装置中常用的继电器之一。

zhongxingdian feiyouxiao jiedi fangshi

中性点非有效接地方式　(non-effective neutral grounding)

枢纽变电站主变压器的中性点和地网之间采用非直接连接的接地方式。中性点非有效接地方式，因接地系数普遍较高，非故障相的工频电压升高均大于80%线电压，有的可达100%，乃至105%线电压。同时，以单相接地电弧能否自动熄灭为必要和充分条件，又可分成大电流、小电流接地方式。前者包括中性点低电阻、中电阻和低电抗接地方式；后者包括中性点谐振（消弧线圈）、高电阻和不接地或绝缘方式，其中的低电阻和谐振（消弧线圈）接地方式最具代表性。

低电阻接地　枢纽变电站主变压器采用中性点经低值电阻的接地方式。美国采用低电阻或低电抗接地以增大电网的接地故障电流，与快速继电保护和开关装置相配合，可瞬间清除故障线路，其优点是相对简单。但因接地电流很大，导致故障点电位显著升高，威胁人身和设备安全，适用场合受到限制。

中电阻接地　枢纽变电站主变压器采用中性点经中值电阻的接地方式。采用中值电阻后，虽电网的接地电流较前减小，为保证继电保护装置的灵敏度，接地电流依然相当大，所以安全问题仍不能圆满解决。

低电抗接地　枢纽变电站主变压器采用中性点经低值电抗的接地方式。低电抗与低电阻的作用相似，但费用较高，未能推广。

谐振（消弧线圈）接地　枢纽变电站主变压器中性点经消弧线圈接地。调整消弧线圈的电感，使其与电网的对地电容接近于谐振，即使消弧线圈的电感电流补偿了单相接地故障点的电容电流，达到接地电弧容易瞬间熄灭的目的。

补偿程度通常以失谐度ν表示，$\nu=(I_C-I_L)/I_C$，式中I_C为单相接地故障点的基波电容电流；I_L为单相接地时流过消弧线圈的基波电感电流。

根据补偿程度的不同，有三种补偿方式：①全补偿，接地点的基波电流为零。从减小单相接地故障电流的观点来看，全补偿最好，但实际上并不采用。因为在正常运行中，各种原因可能造成电网三相电压不对称，当中性点出现一定电压时，便可引起串联谐振过电压。②欠补偿，接地点尚有未补偿的电容电流。欠补偿方式也较少采用，原因是在检修、事故切除部分线路或电网频率降低等情况下，可能使电网接近或达到全补偿，从而出现串联谐振过电压。③过补偿，接地点具有多余的电感电流。过补偿可避免谐振过电压的产生，因此得到广泛应用。过补偿时接地故障点的电感电流也不可超过规定值，否则电弧不能可靠熄灭。

德国于1917年首次采用消弧线圈，以电感电流补偿电容电流，使接地电弧瞬间熄灭，既不会中断供电，同时避免了通信干扰和信号装置误动。其缺点是一旦发生永久接地，清除故障线路比较困难。不过，在当代电子、微电子技术的支持下，国内外长期存在的该技术难题已被攻克。中国由参数（残流）增量、零序基波时序鉴别和法国由零序导纳、反向有功电流等原理构成的微机接地保护装置，可以自动清除故障线路；同时又研制出了许多无级和分级调节的调感式、调容式、插棒式以及包括补偿有功电流在内等自动补偿装置。这样谐振接地技术在全世界的中压电网中又有了新的发展。

高电阻接地　枢纽变电站主变压器采用中性点经高值电阻接地方式。因为在中性点增设了一个高值电阻，其技术经济指标尚不及不接地方式。若电网继续发展，包括不接地方式在内，都将被谐振接地或低电阻接地方式所取代。

中性点不接地或绝缘　枢纽变电站主变压器中性点没有人为加以接地（但可能经高阻抗的指示、测量或保护装置与地网连接）。这种电网的中性点对地电位是浮动的。当电网的接地电容电流较小时，中性点采用不接地方式比较简单、经济。随着供电范围的扩大，当接地电容电流达到某一临界值（一般约10A）时，接地电弧熄灭困难，往往因间歇电弧接地过电压导致事故扩大。

中性点不接地电网的优点是：①限制了单相接地故障电流，对通信的干扰较小；②电网带单相接地故障可以持续运行一段时间，提高了供电的可靠性。缺点是：当单相接地时，非故障相电压升高，易使绝缘薄弱处击穿，从而扩展为

两相接地短路。中性点不接地方式只适用于电压等级较低（如 35kV 及以下）、线路总长度较短的电网。

此外，任何组合接地都不能构成新的接地方式。例如消弧线圈与电阻并、串联，不论过去和现在，均只是为了使接地保护装置动作。

见电力系统中性点接地方式。

zhongxingdian quan (feichang youxiao) jiedi fangshi

中性点全（非常有效）接地方式 （whole neutral grounding，veryeffective neutral grounding） 全部变电站主变压器和并联补偿装置的中性点与地网之间直接连接的接地方式。中性点全接地方式适用于 500kV 及以上的超高压、特高压电网，如中国的 500、750kV 超高压和 1000kV 特高压电网。因全接地包括所有主变压器和并联补偿装置的中性点，故电网的接地系数更低，非故障相的工频电压升高和电网中的内部过电压均得到有效和深度限制，这样便可降低绝缘水平，节省大量基建投资。根据电压、电流的互换特性，电网的单相短路电流可超过三相短路电流的 1.5 倍。为方便断路器的选择和提高系统稳定等，可令部分主变压器等的中性点经小电阻或小电抗接地，但接地方式的属性不变。

超高压、特高压电网的输电线路一般较长，有的超过 1000km。为了限制线路空载时的末端工频电压升高，需要在线路上装设补偿度为 60%～90%的并联补偿电抗器，并在其中性点接入一个适当的小电抗器，同样具有全补偿、欠补偿和过补偿三种方式。当线路发生单相接地故障时，自动跳开该相两端的断路器，使潜供电流电弧瞬间熄灭，配合单相自动重合装置，可显著提高电网的运行可靠性。

见电力系统中性点接地方式。

zhongxingdian youxiao jiedi fangshi

中性点有效接地方式 （effective neutral grounding）

电网变压器中性点直接接地方式。其特点是变电站多数主变压器的中性点和地网之间采用直接连接方式，但是在电网正常运行时，少数主变压器的中性点可以不直接接地运行。中性点直接接地的主变压器数量和位置之选定，除满足有关标准的规定外，还必须与继电保护相配合，保证零序过电流保护装置的灵敏度，以便在发生单相接地故障时，瞬间跳开故障线路。

中性点有效接地方式，因接地系数较低，当电网发生单相接地故障时，非故障相的工频电压升高均低于 80%线电压，适用于高压电网；若接地系数更低，非故障相电压的升高将远低于 80%线电压，则为非常有效或全接地方式，适用于超高压和特高压电网。中性点有效接地方式适用于 220、110kV 电网，有时也含 330kV 电网。对于 110kV 电网，个别地区电网中性点采用非有效接地方式，应由电网结构和地域的具体情况而定。

见电力系统中性点接地方式。

zhongya dianlixian zaibo tongxin

中压电力线载波通信 （medium-voltage power line carrier communication） 利用中压（包括 6、10、20kV 及 35kV）电力线作为通信介质的电力线载波通信。中压电力线载波通信可分为宽带和窄带两类，所采用的通信频段和关键技术与低压电力线载波通信基本相同。

简史　国外自 20 世纪 50 年代开始，主要将中压电力线载波通信应用在中压电网的负荷控制领域，大多为单向数据传输、速率低（有时小于 10bit/s，甚至更低），并没有形成大规模的产业。中国在 20 世纪 80 年代后期，主要使用小型化的集成电路农电载波机实现点对点通信，也有采用窄带调频载波机实现中压电力线载波通信，使用范围受到较大限制。随着中压线路通信需求的增长，20 世纪 90 年代末出现了多种载波通信设备（这些设备可采用不同的线路耦合方式，如电容耦合、变压器耦合、低压耦合、陶瓷电真空耦合及天线耦合等），调制方式也在原来的移频键控（frequency shift keying，FSK）及相移键控（phase shift keying，PSK）调制、音频注入、工频调制、过零点检测等方式的基础上开发了先进的扩频调制方式（如直接序列扩频、跳频、跳时、交叉混合扩频、Chirp 线性调频、正交频分复用等）。目前在中国使用的中压电力线载波通信设备中，主要使用窄带调制技术（主要是多信道 PSK 及 FSK 调制），采用扩频方式的设备也已开始崭露头角。中压电力线载波通信技术目前尚处于发展阶段。

特点　①中压配电线路既有架空导线，又有地埋电缆，还有两者混合的接线方式。地埋电缆可以将电缆屏蔽层作为通信介质。②网络拓扑呈典型树状结构，形成“一主带多从”的中压电力线载波通信网络。③配电网运行方式灵活，结构经常发生变化，致使载波通信网络拓扑经常发生变化。

技术关键点和难点　①中压配电线路沿线分支多，无法安装阻波器，致使线路衰减大，多径效应突出。②用户负荷投切存在随机性等造成线路阻抗不稳定。③中压电力线载波通信介质因架空导线和地埋电缆的不同，而有不同的信号注入和提取方式。

图 1 所示为 10kV 架空导线载波通道，其通过结合滤波器和高压隔离电容将载波信号耦合到架空导线中，耦合效率高。

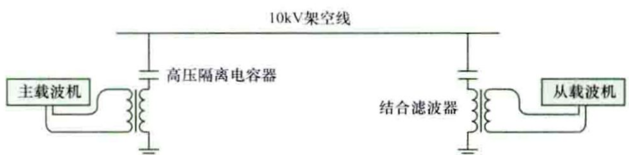


图 1　10kV 架空线路载波通道

地埋电缆线路中载波信号的主要载体是电缆屏蔽层，不与中压配电线路只接连接，受其影响小。图 2 所示为电缆屏蔽层注入式信号耦合方式。

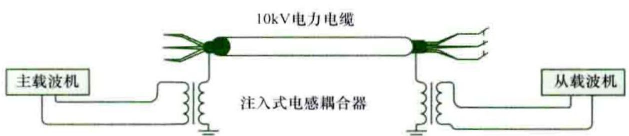


图 2　10kV 地埋电缆线路载波通道（注入式电感耦合器）

图 3 所示为电缆屏蔽层卡接式信号耦合方式。

发展及应用　中压电力线载波通信技术目前正在向更高

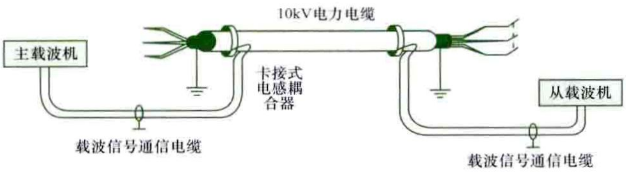


图3 10kV地埋电缆线路载波通道（卡接式电感耦合器）

速率、更远距离、可网管的方向发展，作为电力光纤专网无法到达中压配电节点的替代和补充通信方式。中压窄带电力线载波通信目前有小规模应用，中压宽带电力线载波通信则处于试点应用阶段，主要作为配电自动化业务的传输通道，也可为需求侧管理、用电信息采集等应用提供远程传输通道。

zhujiexian xitong kekaoxing

主接线系统可靠性 （reliability of bus connection scheme） 主接线系统按可靠性准则在规定的条件和规定的时间内满足供电点电力及电量需求的能力。主接线系统由断路器、变压器、隔离开关、母线等元件组成。电气主接线起着汇集、变换和分配电能的作用，其可靠性直接关系着电力系统供电任务的完成。电气主接线发生故障，可能造成多台发电机组和多条高压线路停运，从而导致大面积停电，甚至会造成电网瓦解事故。1971年随着断路器“正常、故障修复、计划检修”三状态模型的提出，主接线系统可靠性研究正式成为电力系统可靠性评估的一个独立分支发展起来。随着主接线结构日趋复杂，设备日益增多，主接线系统可靠性的定量评估也越来越重要。

主要内容 包括：①通过主接线元件的可靠性数据和系统网络结构来预测主接线的可靠性，并作为设计和分析主接线的依据；②对不同的主接线方案进行可靠性指标的综合比较，提供可靠性评估的概率性定量指标，作为选择主接线最优方案的依据；③对已经在运行的主接线，寻求可能的供电通道，来选择最佳运行方案；④寻找主接线的薄弱环节，以便合理安排检修计划和采取相应对策等；⑤开展主接线的定量评估，为主接线的优化选择提供依据。

可靠性指标 用来定量评估主接线系统可靠性的尺度。从电气主接线系统可靠性评估的基础和目的出发，可将主接线系统可靠性指标分为供电连续性指标、供电充裕性指标和运行安全性指标。

供电连续性指标 主要考虑发电厂主接线对输电线路（即负荷点）的供电连续性，包括：①输电线路的可用度 A；②输电线路的故障频率 f（次/年）。

供电充裕性指标 主要包括：①发电厂输出容量受阻的概率 LOGP（loss of generation-capacity probability）；②由于故障导致每年发电量下降的期望值 $EENG$（expected energy not generated）。

运行安全性指标 主要包括：①一台、两台、三台及三台以上发电机组解列的概率和频率；②一条、两条出线失去电源的概率和频率；③全厂停电概率和频率等。

评估步骤 ①定义系统的范围，列出它所包括的元件。②给出每个元件的故障率、修复率、计划检修率和停运时间。③定义系统故障判据，即规定主接线系统正常和故障的条件，不仅要考虑连通性，还要考虑输送容量的影响。④建立数学模型。在主接线系统可靠性研究中，设备状态数多，设备间联系紧密，在运行中相互关联，而且不同故障类型的影响也不尽相同，使得反映主接线系统可靠性的设备故障模型和主接线系统可靠性模型不可能建立在（0，1）两状态（停运或运行）分析的基础上，必须考虑多状态模型。⑤计算主接线系统的可靠性指标，如概率、频率、平均无故障工作时间、平均停电时间等。

评估方法 主要有逻辑表格法、状态空间法和最小割集法三种方法。

逻辑表格法 在详细分析主接线系统的结构以及可能出现的双重故障后，将故障发生的概率参数整理归纳成表格。在确定系统的可靠性指标后，利用概率参数表格的结构，计算得到主接线系统的可靠性指标参数。逻辑表格法曾是电气主接线的定量评估分析最常用的方法，但由于计算效率较低，已逐渐被其他方法取代。

状态空间法 通过具体分析元件各状态对系统状态的影响，列出所有的系统状态，确定状态间的转移模式和转移率，按照系统故障判据将各种系统状态进行分类，然后针对某一类系统状态计算出系统的可靠性指标。状态空间法具有一般性和灵活性，适合于分析元件多状态系统，但是需要的计算量大。一种改进的算法是将网络法嵌入状态空间法，首先枚举状态，其次利用网络法分析每种状态的后果。

最小割集法 根据系统故障可能出现的范围，将计算所涉及的系统空间限制在尽可能小的范围内，从而使评估计算量减少。随着发电厂规模及单机容量的增长，系统主接线的复杂性也在不断上升，最小割集的分析计算方法更加受到重视。

参考书目

郭永基．电力系统可靠性分析．北京：清华大学出版社，2003.

zhushebei baohu

主设备保护 （electric main equipment protection） 以电力系统中除电力线路外的主要电气设备为对象的保护。主要包括发电机保护、变压器保护、母线保护、并联电抗器保护、电力电容器保护、电动机保护等。

对主设备保护的基本要求是：①当电气主设备故障时，自动、迅速、有选择性地将故障设备从电力系统中切除，减轻或避免设备遭到损坏，并最大限度保证电力系统其他无故障部分迅速恢复正常运行，保障供电可靠性。②反应电气主设备的不正常运行状态，并根据运行维护规范和设备承受能力，而动作于发出告警信号或延时跳闸。

与输电线路相比，电气主设备结构更为复杂，可能发生的故障和不正常运行状态种类繁多，因此一台电气设备需要配置数目较多的各种主保护和后备保护，各自针对不同的故障类型和完成不同的保护功能，形成电气主设备保护系统。根据故障或不正常运行状态下电气量和非电气量的特征形成相应保护的基本原理，由于电气主设备种类较多，故障形式多样，故存在多种不同原理的主设备保护。

电气主设备故障一般为永久性故障，故通常在保护动作切除故障后不需要也不允许使用自动重合闸。另外，电气设

备的轻微故障难以检测，因此主设备保护特别强调灵敏性。

参考书目

张保会，尹项根. 电力系统继电保护. 北京：中国电力出版社，2005.

贺家李，李永丽，董新洲，等. 电力系统继电保护原理.4版. 北京：中国电力出版社，2010.

zhuanzi yundong fangcheng

转子运动方程 (rotor motion equation) 见同步电机数学模型。

zidong chonghezha

自动重合闸 (auto-reclosing) 架空线路或母线因故（例如发生了短路故障或断路器自动跳开）断开后，被断开的断路器经预定短时延而自动合闸，使断开的电力元件重新带电；如果故障未消除，则由保护装置动作将断路器再度断开。自动重合闸是广泛应用于架空线输电和架空线供电线路上的有效反事故措施。

作用 长期的运行统计说明，架空线路的短路故障绝大多数具有暂时性质，当故障消失，故障点的绝缘即可迅速恢复，从而提供正常运行条件。采用自动重合闸，可以使因短路断开的线路迅速得以恢复送电。因而，在供电网中，它可以提高对用户供电的可靠性；而在主要输电网中，则可以快速恢复电力网的完整性，从而显著提高电力网的安全水平。在各级电压电力网中，自动重合闸的应用极为普遍。对于电缆线路，因故障多为永久性，一般不实施重合闸，以避免严重损坏。自动重合闸也用于变电站母线，但不多。

类别 主要分为三相重合闸、单相重合闸和综合重合闸。

三相重合闸 不论线路发生单相或多相短路故障，继电保护动作后均同时跳开三相断路器，然后三相同时重合闸。在供电网中，采用三相操作断路器，因而是唯一可用的重合闸方式。在主要输电网中，对具有多回并联通路的线路，即使装设了单相操作的断路器，为了简化继电保护，也广泛采用三相重合闸。

单相重合闸 用于设置了单相操作断路器的超高压输电线路上。当线路发生单相接地时，经继电保护的控制，只断开故障相，另两相仍保留运行，如果重合到故障未消除的情况，则跳开三相断路器不再重合；当线路发生多相故障则同时跳开三相不再重合。选用单相重合闸的依据是因为超高压线路的绝大多数故障是单相接地；同时在单相跳开的过程中，由于有两相继续保留运行，仍然具有继续传输相当份额原有有功功率的能力，因而显著地提高了重合闸过程中的电力系统同步运行稳定性。设置单相重合闸，要求有能可靠地区分单相及多相故障与正确选出故障相别的控制逻辑，有关的继电保护配置、整定计算也较为复杂。在一些重要的同杆双回线上，为了解决异名相（例如甲线 A 相与乙线 B 相）同时故障问题，发展了按相重合闸方式，即在双回线的两个三相线路中只要保留了异名两相连通两侧电源，就实现按故障相跳闸随之各自重合闸，它要求有很强的重合闸逻辑控制功能。

综合重合闸 单相故障单相跳闸并单相重合闸，多相故障三相跳闸并三相重合闸的方式。

重合闸时间 由故障点断开电源到再接通系统电压的间隔时间。它包括由断路器跳闸到给出断路器合闸命令的预定时延与断路器本身的合闸时间。重合闸时间必须大于故障点消弧及绝缘恢复的时间，才能保证重合闸成功，为此，对于三相重合闸，一般选为不小于 0.3～0.5s，后者适于超高压主输电网；对于单相重合闸，在中长超高压线路上，故障点消弧时间很长，需要考虑特殊的加速消弧措施。在主输电网中，如果考虑重合到故障未消除情况下对系统暂态稳定的影响，合理地选择重合闸时间将有重要的意义。

重合闸次数 普遍采用一次重合闸方式，即重合于故障未消除的情况时，再次跳闸即不再重合。在较低电压供电线路上，也采用二次或三次重合闸方式，但后二次的重合闸间隔时间很长，主要代替手动强送。重合闸成功率并不因采用多次重合闸而有很大提高。

参考书目

张保会，尹项根. 电力系统继电保护. 北京：中国电力出版社，2005.

贺家李，李永丽，董新洲，等. 电力系统继电保护原理.4版. 北京：中国电力出版社，2010.

zidong dipin jianfuhe

自动低频减负荷 (automatic under frequency load shedding) 当电力系统全部或解列后的局部出现有功功率缺额时，能够有计划按频率下降幅度自动切除足够数量的较次要负荷以保证系统安全运行和向重要用户不间断供电的技术措施。该措施是依靠使用自动低频减负荷装置来实现的，这种装置是以数个低频率继电器和时间继电器为基本元件组合成的单套装置，各个低频继电器分别整定频率动作值，当系统频率低到动作值时，它便发出跳闸脉冲，经时间继电器延时后跳开一条或数条供电线路的断路器，把供电负荷切除。新型装置已实现计算机化，利用软件完成上述各种继电器的功能。将这种单套装置大量地分布配置在电力系统覆盖地域内的配电网中，它们全部动作后可按要求切除相当于系统最大负荷 40%以上的负荷。电力系统每发生有功功率缺额事故时，缺额的数量并不同，系统频率下降的幅度也不同。为了适应各种情况，在整定自动低频减负荷的动作值时，将系统频率下降幅度分成若干层次，称为轮数（或级数），每轮有自己的动作频率值、延时时间和所切除的负荷量。各轮所切负荷量之和即为装置全部动作后所切负荷的总量。

自动低频减负荷被各国电力系统所采用，对保障系统安全运行起着非常有效的作用，已成为电力系统中最重要的安全措施之一。

中国 DL/T 428《电力系统自动低频减负荷技术规定》和 DL 497《电力系统自动低频减负荷工作管理规程》对自动低频减负荷的技术要求、整定计算、设置原则和管理工作等做了详尽规定。

参考书目

王梅义，吴竞昌，蒙定中. 大电网系统技术.2版. 北京：中国电力出版社，1995.

zidong diya jianfuhe

自动低压减负荷 (automatic under voltage load shedding) 当电网运行电压低到一定值时自动切除一部分用电负荷，防止电力系统发生事故后引发电压崩溃（见电力系统电压崩溃）导致大面积停电而采用的技术措施。实现这种功能是依靠核心部件为低电压继电器的自动装置。自动装置的低电压起动值是经过分析计算而整定的，可以分级、分批切除用电负荷。自动低压减负荷装置一般安装在负荷集中且无功电源不足的地区，同自动低频减负荷装置（见自动低频减负荷）配合使用。

zidong dianya kongzhi

自动电压控制 (automatic voltage control, AVC) 自动闭环控制无功功率和电压调节设备，实现合理无功电压分布的电压控制方式。自动发电控制（automatic generation control, AGC）需要利用计算机系统、通信网络和可调控设备，根据电网实时运行工况在线计算控制策略进行控制。

自动电压控制在自动装置的作用和给定电压约束条件下，发电机的励磁、变电站和用户的无功补偿装置的出力以及变压器的分接头都能按指令自动进行闭环调整，使其注入电网的无功功率逐渐接近电网要求的最优值，从而使全网有接近最优的无功电压潮流，是现代电网控制的一项重要功能。

自动电压控制系统架构在能量管理系统上，能够利用电网实时运行的数据，从整个系统的角度科学决策出最佳的无功电压调整方案，自动下发给各个子站装置，以电压安全和优质为约束，以系统运行经济性为目标，连续闭环地进行电压的实时优化控制。具有代表性的控制系统是德国RWE电力公司的两级电压控制系统和法国EDF电力公司的三级电压控制系统。中国在多个省地实现了基于软分区的三级无功电压优化控制。

一级电压控制为本地控制，只用到本地的信息。控制器由本区域内控制发电机的自动电压调节器（automatic voltage regulator, AVR）、有载调压分接头（on-load tap changer, OLTC）及可投切的电容器组成，控制时间常数一般为几秒钟。在这一级控制中，控制设备通过保持输出变量尽可能地接近设定值来补偿电压快速的和随机的变化。二级电压控制的时间常数为分钟级，控制的主要目的是保证中枢母线电压等于设定值。如果中枢母线的电压幅值产生偏差，二级电压控制器则按照预定的控制规律改变一级电压控制器的设定参考值。二级电压控制是一种区域控制（region control），只用到本区域内的信息。三级电压控制是电压控制的最高层，它以全系统的经济运行为优化目标，并考虑稳定性指标，最后给出中枢母线电压幅值的设定参考值，供二级电压控制使用。在三级电压控制中要充分考虑到协调的因素，利用整个系统（system-wide）的信息来进行优化计算，一般来说它的时间常数在几十分钟到小时级。

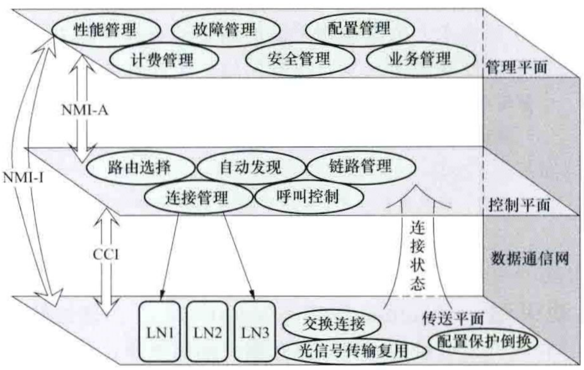
三级无功电压优化控制由于合理地确定了各级控制的响应时间，通过时间解耦，一方面保证了各级控制作用之间不会相互干扰，另一方面系统地实现了多目标控制，即电压安全和质量是第一位的，需要快速响应（由一、二级控制来完成）；而经济性控制是第二位的，响应速度可以慢得多（由三级控制来实现）。另外，三级组织利用无功/电压的局域性，在二级区域解耦控制中只利用了区域内少量关键信息，有效降低了控制系统对状态估计等基础网络分析软件的依赖性，提高了优化控制的可靠性和实现的可行性。

见无功功率与电压自动控制。

zidong jiaohuan guangwangluo

自动交换光网络 (automatically switched optical network, ASON) 一种具有灵活性、高可扩展性的能直接在光层上按需提供服务的光传送网络。其核心内容是在光传送网络中引入了控制平面，实现网络资源实时和动态地按需配置，优化对网络波长资源的使用，从而实现光网络的智能化。光交叉连接（optical cross connection, OXC）设备为ASON的核心硬件设备，为其提供交换平台。

体系结构 ITU-TG.8080建议ASON由控制平面、传送平面和管理平面组成，各平面之间通过相关接口相连，如图所示。



ASON体系结构示意图

NMI—网络管理接口；CCI—连接控制接口；LNx—本地网络

控制平面 ASON的核心层面，负责完成网络连接的动态建立和网络资源的动态分配。由实现连接建立、释放、监视和维护的功能实体组成，主要包括路由、信令和自动发现等功能。

传送平面 负责数据业务的传送，主要提供净荷传送、性能监视、故障检测和保护倒换等功能。

管理平面 与网元、网络、网络资源和业务的管理相关，可协调控制平面和传送平面的功能实施，具体包括故障管理、配置管理、性能管理、安全管理和计费管理等功能。

特点 ASON除了继承传统光传送网的主要特点外，还具备以下优点：①直接在光层上提供服务，能够适应网络拓扑的改变，提供各种服务等级和保护机制。②具备实时的流量工程控制，将网络资源动态地分配给路由，能够对网络、资源、业务流量进行更加智能化的配置。③具有智能化控制特点，能够动态地、自动完成端到端光通路的建立、拆除和修改，具备链路管理、连接控制和业务优先级管理功能。④具备自动资源发现功能，为网络的高效与快速提供了方便。⑤具备优良的网络生存性，实现对网络的强大保护和故障恢复能力，特别是采用分布式的智能控制与管理和分布式恢复能力，可以实现快速业务恢复。⑥可以提供新的业务类

型，按需带宽业务、波长批发、波长租用和光虚拟专用网等。⑦具有优良的网络可扩展性和设备互联互通性。

关键技术 主要有路由技术、信令技术、自动发现技术和生存性技术。

路由技术 ASON的核心技术之一，也是ASON区别于传统网络的重要特征。其协议使用基于通用多协议标签交换（generalized multiprotocol label switching，GMPLS）的路由协议，路由机制直接影响到ASON连接建立和恢复的方式、网络本身的可扩展性等性能。

信令技术 为了在网络设备之间分发拓扑状态信息、监测物理层状态和配置带宽，从而完成连接管理，必须在它们之间建立一个或多个用于控制及信令目的的信道。信令协议包括基于异步传输模式中的专用网络节点接口协议、基于通用多协议标签交换中的资源预留协议-流量工程、基于通用多协议标签交换中约束路由-标签分发协议。

自动发现技术 光网络中的节点通过一定的协议实现对网络资源（包括拓扑资源和业务资源）的自动识别。负责完成物理端口映射、邻居关系绑定、检测错连线路、业务能力通告等功能。是实现分布式网络中信令和路由功能的重要基础。

生存性技术 依靠控制平面的网络动态提供能力，可以实现网络故障的快速恢复，提升网络的生存性能。

参考书目

纪越峰．自动交换光网络原理与应用．北京：北京邮电大学出版社，2005.

毛京丽．现代通信技术．北京：北京邮电大学出版社，2008.

zidong mieci

自动灭磁 (automatic de-excitation)

因故障由继电保护跳开发电机的同时，迅速断开励磁电源，并将转子励磁绕组自动接入到放电电阻或其他吸能装置上，尽快将励磁绕组中的磁场储能减弱到最小程度的技术措施。发电机励磁系统应具有自动灭磁功能，并应保证发电机在空载、负载运行、短路情况下可靠灭磁。

灭磁方法 主要包括线性电阻放电灭磁、非线性电阻放电灭磁、消弧栅放电灭磁、逆变灭磁、单独励磁机灭磁等。

线性电阻放电灭磁 灭磁时，发电机转子的励磁绕组接入放电电阻，转子绕组电流按照指数曲线衰减，并将转子绕组中的磁场能量几乎全部转变成热能，消耗在放电电阻上。放电电阻越大，灭磁时间越短，反之，灭磁时间就越长。

非线性电阻放电灭磁 将放电电阻改为非线性电阻，其特性是通过其中电流较大时，动态电阻小；电流较小时，动态电阻大。合理选择非线性电阻，可以做到灭磁初态时，转子电压不超过容许值，而灭磁时间减小。近年来，国内外已普遍采用双断口直流开关（双断口磁场断路器），配以非线性电阻的方法来灭磁。这种灭磁方法具有灭磁速度快、灭磁可靠、结构简单、运行维护方便、灭磁过电压动作值可灵活整定等特点。

消弧栅放电灭磁 灭磁时，利用灭磁开关中分割在灭磁栅中的电弧来消耗磁场能量，因灭磁栅两端电压基本不变，所以灭磁时励磁绕组两端电压也基本不变，从而灭磁速度较快，几乎接近理想灭磁。在产生容许的过电压倍数条件下，利用灭磁栅灭磁的灭磁时间仅为电阻放电灭磁时间的24%左右。

逆变灭磁 自动调节励磁系统中，三相全控桥式整流电路将交流电压变换为可变直流电压，为发电机励磁绕组或励磁机励磁绕组供电。将整流电路控制角增大到某一合适的角度（如140°）就可进行逆变灭磁。当励磁机或发电机有他励电源时，由于逆变灭磁过程中交流电压不变，励磁电流等速减小，灭磁过程相当迅速。当励磁机或发电机采用自励方式时，随着灭磁过程的进行，交流电压随之降低，灭磁速度也就减慢。事实上，逆变灭磁到一定程度时，负载（励磁绕组）电感中的能量不足以维持逆变，此时借助灭磁电阻使励磁绕组中的能量释放进行灭磁。

在近代大型发电机自并励磁方式中，逆变灭磁只在发电机正常停机时使用，发电机故障灭磁采用灭磁装置或非线性电阻进行灭磁。单独励磁机灭磁方法灭磁时间较长，主要用于小型机组中。

基本要求 ①灭磁时间尽可能短。②由于励磁绕组电感很大，开关断开时，电流的突变可能在线圈两端产生很高的过电压，因此应防止灭磁过程中直流侧出现过电压，并在灭磁回路中配置过电压保护。③灭磁装置动作后，要求发电机定子剩余电动势低于维持电弧的水平。④灭磁装置电路应简单可靠，并有足够大的热容量，能吸收全部或者大部分的发电机磁场储能而不过热。

参考书目

张瑛，赵芳，李全意．电力系统自动装置．北京：中国电力出版社，2006.

zidong tiaojie lici

自动调节励磁 (automatic excitation regulation, AER)

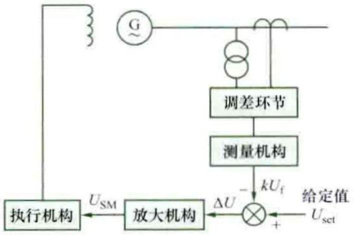
对同步发电机励磁电流进行自动调节的技术措施，也称自动电压调节（automatic voltage regulation，AVR）。该措施是依靠使用自动调节励磁装置来实现的。自动调节励磁装置在维持机端电压水平，提高电能质量，合理分配机组间无功功率，提高发电机的静态、暂态稳定性，加快系统电压恢复等方面起着重要作用。

分类 按照调节原理，可分为按定子电流、功率因数的补偿调节和按电压偏差的比例调节两种。补偿调节对补偿后机端电压的高低并不能直接进行调节，现已很少采用。按电压偏差的比例调节能够使机端电压维持在给定值水平，因而得到了广泛应用。

按其物理结构可分为机电型、电磁型、半导体型和微机型。机电型调节装置不能连续调节，响应速度缓慢，并有死区，已被淘汰；电磁型调节装置调节速度慢，但可靠性高，通常用于直流励磁机系统；半导体型调节装置响应速度快，工作可靠，在电力系统中曾得到广泛应用；微机型调节励磁装置功能全面，灵活方便，已在电力系统中大量应用。

基本原理及构成 自动调节励磁是一个反馈控制系统，调节励磁的基本原理框图如图所示，由调差环节、测量机构、放大机构以及执行机构组成。其中，调差环节的作用是改变调节特性。执行机构中的一个重要组成部分是可控整流电路，可控整流电路将交流电压变换为可变直流电压，供给发电机励磁绕组或励磁机励磁绕组。可控整流电路多采用三相全控桥式整流电路，该电路也可以工作在逆变状态，实现逆变灭磁（见自动灭磁）。

功能要求 发电机一般均应装设自动调节励磁装置，自动调节励磁装置应具备下列功能：①在正常运行情况下，按恒机端电压方式运行。②在并列运行发电机之间，按给定要求分配无功负荷。③能迅速反应系统故障时的电压降低，实现强行励磁，要求自动励磁调节装置有高的响应速度，励磁系统能根据要求提供必要的强行励磁倍数。④励磁系统的电流和电压不大于1.1倍额定值的工况下，其设备和导体应能连续运行，励磁系统的短时过励磁时间应按照发电机励磁绕组允许的过负荷能力和发电机允许的过励磁特性限定。⑤根据电力系统稳定要求加装电力系统稳定器（power system stabilizer，PSS）或其他有利于稳定的辅助控制，电力系统稳定器应配备必要的保护和限制器，并有必要的信号输入和输出接口。⑥具有过励限制、低励磁限制、励磁过电流反时限制和电压/频率（voltage/frequency，V/F）限制等功能。⑦简单可靠，动作迅速，调节过程稳定。



调节励磁的基本原理框图

参考书目

李基成. 现代同步发电机励磁系统设计及应用. 2版. 北京：中国电力出版社，2009.

刘取. 电力系统稳定性及发电机励磁控制. 北京：中国电力出版社，2007.

zishiying chonghezha

自适应重合闸

（adaptive auto-reclosure） 具有永久性故障判别能力的自动重合闸。在输电线路发生瞬时性故障时予以重合，永久性故障时不予重合，避免重合于永久性故障对电力系统和设备造成再次冲击。自适应重合闸研究的两个问题是永久性故障判别和最优重合时间。

永久性故障判别 一般采用如下原理：①恢复电压原理，根据恢复电压阶段的线路感应电压是否满足输电线路故障已经消失的条件，判别出瞬时与永久性故障。②电弧特性原理，根据故障过程中是否存在电弧，判别出瞬时与永久性故障。从原理上看，恢复电压法判别的可靠性高。电弧特性法存在将电弧等价为瞬时性故障的问题，该假定合适与否需要考证。与线路额定电压相比，恢复电压和故障电弧电压的幅值小，在测量、分析和判断中存在可信度的问题。

为了限制过电压和补偿线路电容电流，特/超高压线路一般配备并联电抗器。并联电抗器，尤其是可控并联电抗器的使用，将会影响利用恢复电压原理的判别方法。对于含并联电抗器的线路而言，利用电抗器电流的输电线路永久性故障识别方法将有着比利用线路电压更好的灵敏度。此外，利用拍频特性存在与否也可以实现瞬时与永久性故障的判别。

最优重合时间 通过选择重合时机，使得即使重合于永久性故障，不仅不会造成稳定性破坏，而且会有效地阻尼系统的摇摆，尽快使振荡平息。最佳重合条件为送电侧的功角由最大开始减小和角速度达负最大值之前。最优重合时间受故障前运行状态、故障条件的影响而变化。按最严重故障条件计算得出的最佳重合时间整定重合闸，可以避免由于重合于永久故障而造成系统不稳定，并有效地阻尼摇摆。

重合闸由自动化到智能化的发展是必然趋势，电力科技工作者在推进该进程中进行了大量的研究，正在解决一些实用化问题。

参考书目

葛耀中. 新型继电保护和故障测距的原理与技术. 2版. 西安：西安交通大学出版社，2007.

zonghe chonghezha

综合重合闸

（composite auto-reclosing） 将单相重合闸和三相重合闸综合应用的一种复合的自动重合闸方式。线路发生单相故障，只将故障相断路器断开，随之进行重合闸；当线路发生多相故障，则跳开三相断路器，并可选择三相重合闸或三相不重合闸；当重合于故障未消除情况时，都永远跳开三相。运行实际中，采用综合重合闸方式的较少。

见单相重合闸、三相重合闸。

zonglian baohu

纵联保护

（pilot protection；longitudinal differential protection system） 借助通道传输保护区各端规定的保护信息，进行综合比较和判别后而动作的一种保护。完整的线路纵联保护包括本线路各端的保护装置、传输参与比较的各端规定保护信息的设备与通道。由于现代通信技术的发展，趋向于保护、远动与通信复用终端设备及其通道。

特点 在本线路的一端同时收集与比较各端的规定保护信息实现综合判断，具有明确区分本线路内部与外部故障的功能。当本线路内部故障时，能无时延地发出本线路各端的断路器跳闸指令。

用途 为超高压线路的主要保护装置，主要用于根据系统稳定的要求，当发生内部故障时需同时由线路各端快速切除故障的重要输电线路上，也用于为简化后备保护配置及便于整定配合的情况。

线路纵联保护有多种类型且各有其适用范围，但均能以最小时延快速切除故障，使故障的波及范围与对电力网的影响减少至可能的最低限度，对超高压大电网的安全与稳定运行起到第一线防卫的重要作用。

主要类型 可以按通道传输方式与工作原理的两种方式分类。

按通道传输方式分类 根据线路纵联保护各端参与比较的保护信息在通道上传输方式不同，可分为高频保护（电力线载波保护）、微波保护、特高频保护、光纤保护、导引线保护等，这些统称为载波继电保护。

按工作原理分类 依据使用不同的保护信息及其工作原理共分为电流差动式与方向比较式两大类。

（1）电流差动式线路纵联保护。以同一时刻的本线路各端规定的同一电流量相互直接比较为动作判据的线路纵联保护。在这一类中，以各端规定同一电流量的工频相位为特征量进行相互比较的称为电流相位比较式纵联保护（又称电流相位差动）；而另一种以本线路各端规定电流量的瞬时值参与相互比较的电流差动式纵联保护，则具有更好的保护性能，但要求采用具有较高传输速度的通道。

（2）方向比较式线路纵联保护。方向比较式线路纵联保

护可分为功率方向比较式线路纵联保护和阻抗方向比较式线路纵联保护（又称为距离纵联保护）。线路各端以规定的电压及电流量构成方向元件实现本端的故障方向判别并向其他各端送出相应信息，通过本端与其他各端故障方向信息的综合比较作为动作判据的线路纵联保护。方向比较式由于只传输故障方向信息，因此对通道传输速度的要求低于电流差动式纵联保护。方向比较式纵联保护又可分欠范围式与超范围式两种：前者当本端判定故障发生在被保护线路的范围内时，向其他各端发出直接跳闸或允许跳闸信息；后者当本端判定故障发生在被保护线路的方向时，即向其他各端发出允许跳闸信息（见方向比较式纵联保护）。

发展　在20世纪50年代以前，线路纵联保护主要是利用电力线载波通道传输保护信息。50年代后，以微波通道传输各端保护信息的允许跳闸式方向比较纵联保护，在超高压线路上逐步得到广泛的推广使用。70年代后期，利用光通信设备的数字式分相电流差动式纵联保护开始在超高压短线路上使用。进入80年代以来，全数字式线路纵联保护日渐成为超高压电力网主要保护装置新技术开发的热点。90年代后，随着光纤数字通信技术和数字式保护技术的发展，基于光纤通信的全数字式线路纵联保护得到广泛应用，并已成为线路纵联保护的主要形式。与此同时，电力线载波由于其通道对外部环境具有较好的适应性，在线路纵联保护中仍将继续得到使用。

光传感技术、光通信技术与数字技术的发展将进一步促进保护与测量新技术的开发与应用。例如，电子式互感器、光学互感器抗干扰性强并能准确传变一次系统的故障信号，将有助于提高数字式线路纵联保护的总体性能。

zuse guanli

阻塞管理　（congestion management）　在区域间（inter-zonal）的线路潮流受到限制时，通过电力调度、电能市场及金融市场的方式防止输电线路潮流过负荷的管理措施。阻塞管理还可以通过线路扩建和新建线路的方式实现。电能的区域电价和节点电价是用于短期阻塞管理的典型方法。

在美国，得克萨斯州电力可靠性委员会（Electric Ercot）以及北欧和欧洲其他国家电力交易市场中，通过在现货市场中将系统分成不同的价格区域来管理输电阻塞。在没有输电阻塞的情况下，所有区域的价格为一个统一价格，市场以统一价格结算。如果预测到有阻塞，则输电公司自动将系统在预测的阻塞瓶颈处分割出价格区域，而且每个价格区域都要在满足输电约束的条件下分别设置区域价格。发电量过剩的区域将有较低的价格，而负荷高的区域将有较高的价格。市场由于这个价格差异而获得的收入将支付给输电公司并用于降低容量费用。为了协助阻塞管理，跨区域的双边合同必须要从受端所在的价格区域购买电力来满足其负荷，并将用于阻塞管理的合同在结算中体现出来。

在采用节点电价的系统中，如美国的PJM和加利福尼亚州电力市场中，是根据节点电价差值中的阻塞分量计算阻塞成本，并将由此支付输电公司阻塞费用。另外还采用了金融输电权和物理输电权等方法来缓解输电阻塞并收回阻塞成本。

zuijia chonghezha shijian

最佳重合闸时间　（optimal reclosing time）　在重合于线路永久性故障情况下，最有利于电力系统暂态稳定性的重合闸时间。在超高压输电网中，如果只考虑快速恢复线路而采用快速单相或三相重合闸，即取断电时间在0.5s左右，当重合于故障未消除情况时，将严重影响电力系统的稳定运行。在一些电力网中，可能把本来不进行重合闸可以保持稳定的系统因重合于故障而失去暂态稳定，或者为了保持重合于故障后的系统稳定而不得不降低线路的传输功率或采取其他额外措施。

根据电力系统稳定分析，在线路第一次故障过程中，邻近的发电机组因短时间的输入机械功率大于电输出功率而使转轴加速，相对主系统的电动势角差增大。线路故障切除后，则将因电功率大于机械功率而逐渐减速，产生了机电振荡。如果采用以往0.5s左右的快速重合闸，当重合于永久性故障时，发电机组电动势角差可能摆到最大值附近，发电机组转轴的再次加速将使电动势角差继续迅速增大而对主系统失去同步。如果重合闸时间适当地增大到发电机组第一次回摆到转轴具有低于额定值的最低转速附近时再重合，即使重合到故障，发电机组由此所获得的动能将首先用于提高转速，允许的摆角也很大，从而仍能保证重合于永久性故障后的稳定运行，其结果将与不进行重合闸的情况相似。

分析计算结果也说明，虽然最佳重合闸时间随线路传输功率的大小而变化，但如果按传输最大功率的情况整定，在传输较轻功率时，同样可以满足保持系统最终稳定的要求。

大 事 年 表

1831 年 • 英国物理学家 M. 法拉第（M. Faraday，1791—1867）发现电磁感应原理，奠定了电机理论基础，并制造了第一台发电机模型。

1834 年 • 美国人莫尔斯（Morse，1791—1872）提出莫尔斯电码，并于 1837 年制成了第一部使用莫尔斯电码的电报机。1844 年 5 月 24 日，莫尔斯在华盛顿国会大厦，用自制的电报机向巴尔的摩拍发了世界上第一封电报。

1845 年 • 德国科学家 G. R. 基尔霍夫（Gustav Robert Kirchhoff，1824—1887）提出基尔霍夫定律。

1847 年 • 德国生物物理学家、数学家 H. L. F. von 亥姆霍兹（Hermann Ludwig Ferdinand von Helmholtz，1821—1894）使能量守恒定律基本定型。

1851 年 • 11月，世界上第一条铠装海底电缆敷设成功，开创了国际电报通信的历史。

1864 年 • 英国物理学家、数学家 J. C. 麦克斯韦（James Clerk Maxwell，1831—1879）发表了电磁场理论，并预言电磁波的存在。

1865 年 • 5 月17 日，国际电报联盟成立；1934 年，正式更名为国际电信联盟。

1866 年 • 德国发明家 W. 西门子（W. Siemens，1816—1892）发明了励磁电机。

1870 年 • 比利时发明家 Z. 格拉姆（Z. Gramme，1826—1901）研制成直流发电机，实现了直流电的照明应用。

1875 年 • 法国巴黎北火车站建成了世界上第一座火电厂，安装了经过改装的格拉姆直流发电机，为附近的弧光灯照明供电。

1876 年 • 美国（英国裔）发明家 A. G. 贝尔（A. G. Bell，1847—1922）发明电话机，使得电磁波不仅可以传输文字，还可以传输语音，大大加快了通信的发展进程。

1877 年 • 从美国波士顿至纽约的长途电话线路建成，全长 300km。

1879 年 • 美国旧金山实验电厂开始发电，这是世界上最早出售电力的电厂。

1882 年 • 7 月26 日，英国人 R. W. 立德尔（R. W. Little）在上海大马路 31 号 A（今南京东路 190 号）创办的中国第一座发电厂正式发电，点亮了沿外滩到虹口招商局码头串接的 15 盏弧光灯，中国电力工业由此起步。

• 9 月，美国发明家 T. A. 爱迪生（Thomas Alva Edison，1847—1931）在纽约主持建立了珍珠街电站，它装有 6 台直流发电机，总容量为 900hp（约 670kW），用 110V 直流电压供电给电灯照明，建立了纽约市区照明供电系统，成为电力系统的雏形。

• 法国物理学家 M. 德普勒（M. Deprez，1843—1918）展示了米斯巴赫—慕尼黑 57km、1.5～2kV、输送功率 2～3kW 的直流输电线路，这是世界上第一条输电线路，它具备了电力系统的主要组成部分，被认为是电力系统的发端。

1883 年 • 法国电信工程师 L. C. 戴维南（Léon Charles Thévenin，1857－1926）提出戴维南定理。该定理是电路分析的基本理论。因早在 1853 年，亥姆霍兹也提出过该定理，故又称亥姆霍兹·戴维南定理。

• 美籍塞尔维亚裔人 N. 特斯拉（N. Tesla，1856—1943）制成利用旋转磁场的异步电动机，还设计了多相交流发电机。

1885 年 • 意大利物理学家、电气工程师 G. 费拉里斯（Galileo Ferraris，1847—1897）提出了电机学中的旋转磁场理论。

1887 年 • 德国物理学家 H. R. 赫兹（Heinrich Rudolf Hertz，1857－1894）设计出了世界上第一副无线电天线，并通过实验证实了 1864 年麦克斯韦关于存在电磁波的预言。

1889 年 • 俄国人 M. O. 多利沃-多布罗沃利斯基（M. O. Dolivo-Dobrovolisky，1862—1911）制成一台实用的三相交流单鼠笼异步电动机（100W），并发明了双笼型异步电动机，同年制成三相电力变压器。

19 世纪 80 年代末 • 英国伦敦出现了最早的交流输电系统，电厂安装了容量为 1MW、电压为 2.5kV 的交流发电机，经升压变压器将电压升为 10kV，通过 12km 输电线，送到伦敦市区 4 个变电站。

1891年

• 8月25日，世界上第一条三相交流高压输电线路投入运行，线路由劳芬水电站至法兰克福，总长175km，输电电压为15.2kV，输送功率达200kW。

1892年

• 俄国数学家、力学家A. M. 李亚普诺夫（Aleksandr Mikhailovich Lyapunov，1857—1918）提出李亚普诺夫直接法，成为电力系统暂态稳定分析的主要方法。

1893年

• 德裔美国电机工程师C. P. 施泰因梅茨（Charles Protells Steinmetz，1865—1923）提出分析交流电路的复数符号法（相量法），采用复数表示正弦波的交流电，简化了交流电路的计算。

1895年

• 意大利无线电工程师G. M. 马可尼（G. M. Marconi，1874—1937）发明无线电设备，开创了无线电通信发展的道路。

1897年

• 德国工程师R. 狄塞尔（R. Diesel）制成可供实用的柴油机，内燃机发电成为火力发电的另一种方式。

• 美国尼亚加拉水电站投入运行，容量接近10万kW（采用单机容量为5000hp的交流发电机），用二相制2.2kV向本地区负荷供电，又用三相制11kV交流输电线路与40km以外的布法罗电站相连，还使用了变压器和交直流变换器将交流电变为100～230V的直流电供应照明、化工、动力等负荷。

1899年

• A. E. 肯尼莱（Arther Edwin Kennely）提出三相电路中的星形—三角形变换公式，简化了三相系统的计算。

• 瑞士数学家J. R. 阿尔甘提出矢量图，成为分析交流电路的有力工具。

1902年

• 在英国与加拿大之间开通了越洋无线电报通信电路，使国际电报通信跨入一个新阶段。

1908年

• 美国建成世界第一条110kV交流输电线路，最早开始建设110kV电网。

1912年

• 4月，中国大陆第一座水力发电站——石龙坝水电站开始发电。电站于1910年开工，安装2台德国西门子公司生产的240kW水轮发电机组，使用当时中国第一条自建最高电压23kV、35km的线路，送电到昆明市区。

1918年

• 加拿大电气学家C. L. 福蒂斯丘（Charles LeGeyt Firtescue）提出了对称分量法，用以分析对称三相电路的不对称运行状态，为现代电力系统网络分析提供了重要的方法依据。这一方法至今仍为分析电力系统不对称运行的基本方法。

1921年

• 美国芝加哥电力网通过电话线实现遥测系统监控功率分配，这是世界上最早的遥测系统。

1922年

• 美国建成150kV交流输电线路。

1923年

• 美国建成世界上第一条230kV交流输电线路 。

1924年

• 美国人R. M. 福斯特提出电感电容二端网络的电抗定理，此后便建立了由给定频率特性设计电路的网络综合理论。

1929年

• 美国工程师R. H. 派克（R. H. Park）提出派克变换和派克方程。

1931年

• 在英国多佛与法国加莱之间建起了世界上第一条微波中继通信电路，使无线电通信技术进入了一个新时代。

1932年

• 苏联人费尔曼的论文《电力系统运行备用容量的经济估算方法》发表，首次提出用概率方法决定合理的备用容量。

• 美国学者H. 奈奎斯特（Harry Nyquist，1889—1976）提出奈奎斯特判据，根据闭环控制系统的开环频率响应判断其稳定性。

1934年

• 美国工程师M. J. 斯坦伯格（M. J. Steinberg）提出电力系统经济调度的等微增率理论。

1935年

• 美国首次将输电电压等级从110～230kV提高到287kV，出现了超高压输电线路。

• 5月，中国第一条154kV线路（抚顺—鞍山，130.2km）建成投运。

1937年

• 10月，中国吉林丰满水电站开工，1943年第一台机组发电。

1941年

• 美国大古力水电站开始发电，水电站最大水头108.2m，计划容量888万kW，到1980年装机容量达649.4万kW。

1942年

• 2月，北京南苑变电站至天津第一发电厂77kV线路建成，由天津向北京送电，连接天津与北京电网。

1944年

• 4月，建成塘（沽）唐（山）77kV线路，天津与唐山电网相连。至此，天津、唐山电网与1940年形成的以石景山发电厂为主力电厂的北京77kV电网相连，形成了京津唐电网。

• 12月，220kV丰满—抚顺输电线路（松抚线）建成投运，辽宁、吉林、黑龙江三省电网连接，形成了中国第一个跨省超高压电网——东北电网。

1945年

• 世界上第一台电子计算机ENIAC问世，2月14日在美国费城公开亮相。ENIAC是英文“电子、数字、积分器和计算器”的缩写。该机共用了18800个电子管，重30t，占地170m^2，功率150kW，计算速度5000次/s。

1946 年

• 美国贝尔实验室提出蜂窝移动通信的概念。

1947 年

• 意大利人 G. 卡拉布雷塞（G. Calabrese）提出用于可靠性评估的电力不足概率法；美国人 H. P. 西利（Howard P. Seelye）提出频率和持续时间法。

• 美国数学家 S. 乌拉姆（Stanislaw Ulam）提出蒙特卡洛模拟法。

1949 年

• 中国发电设备容量为 284.86 万 kW，其中火电 168.56 万 kW，水电 16.30 万 kW；年总发电量为 43.10 亿 kW·h，其中火电 36 亿 kW·h，水电 7.1 亿 kW·h；35kV 及以上输电线路 6475km，其中 220kV 线路 765km，154kV 线路 832km，110kV 线路 340km。中国的发电装机总容量和年发电量分别为世界的第 21 位和第 25 位。

1952 年

• 瑞典建成采用二分裂导线的 380kV 超高压输电线路，由哈什普龙厄到哈尔斯贝里，全长 620km，输送功率 45 万 kW。

1953 年

• 7 月15 日，中国自己设计、施工的第一条 220kV 超高压输电工程（506 工程），即丰满—虎石台—李石寨输电线路工程动工，1954 年 1 月 26 日并网送电。该工程全长 369.25km，为丰满水电厂外送电力而建。之后逐渐形成了以 220kV 输电线路为网架的东北电网。

• 东北军区军工部直属第二厂（1957 年更名为阿城继电器厂）生产出中国第一台保护继电器，型号为 NT80 型机电式过电流继电器。

1954 年

• 第一条汞弧阀高压直流输电线路在瑞典投入运行，从瑞典本土到哥特兰岛之间，距离约 100km，电压 100kV，容量 20MW。

• 苏联建成世界上第一座核电厂——奥布宁斯克核电厂。

1956 年

• 6 月2 日，电力工业部与第一机械工业部联合发布中华人民共和国《电力设备额定电压及周率标准》。交流电力设备的额定频率为 50Hz。额定电压为三类：第一类 100V 及以下，第二类 100V 以上 1000V 以下，第三类 1000V 及以上。

• 苏联建成古比雪夫水电站—莫斯科的 400kV 线路，并于 1959 年升压到 500kV。

1957 年

• 10月 4 日，苏联成功发射了世界上第一颗人造地球卫星。

• 电力工业部技术改进局从苏联引进交流计算台，其主要技术参数为：电源频率 196Hz、基准电压 50V、最大电压 300V、基准电流 100mA、最大电流 1000mA。发电机元件 12 个，变压器元件 36 个，线路元件 72 个，负荷元件 24 个以及操作盘、测量盘、控制信号盘 3 套。1958 年，清华大学自主研发了交流计算台。

• 4 月，在浙江，中国自行设计、制造、施工的第一座大型水电站——浙江新安江水电站开始兴建，其规模为 5 台 7.25 万 kW 和 4 台 7.5 万 kW 机组，总装机容量为 66.25 万 kW，1960 年 4 月开始发电，1965 年 12 月全部建成。

1958 年

• 电力工业部技术改进局开始了由苏联援建的电力系统动态模拟实验室的建设工作。该项目本着边建边用的原则，从 60 年代就开始利用动模进行继电保护装置及电力系统运行的实验研究，为多个国家的重点工程做了实验研究，于 80 年代末全部完成。几乎与此同时，清华大学也研制建造了动模实验室。

• 中国东北电力系统首先采用机电型远动装置收集模拟信息，用模拟计算机进行自动调频和经济调度。

• 阿城继电器厂独立设计、生产继电保护装置，可满足 10 万 kW、20 万 kW 发电机，110、220kV 高压输电线以及低压配电工程的需要。自此，中国的保护继电器和保护屏不再依赖进口。

• 吉林白山水电站一期工程开工，1962 年停建，1971 年复建，1975 年 5 月 1 日主体工程开工。1983 年 12 月 30 日，首台机组发电，1984 年底全部建成。1984 年 9 月二期工程开工，1992 年建成。该电站 5 台机组共 150 万 kW，是第二松花江梯级水电站最上一级，东北电网主要调峰调频电源。

1960 年

• 美国通用电气和西屋公司开发了数字远动监控与数据采集（supervisory control and data acquisition，SCADA）系统，60 年代末期，将负荷频率控制和经济调度控制（load frequency control，LFC/economic dispatching control，EDC）和数字远动 SCADA 结合，推出 SCADA - AGC。

• 法国工程师 J. 卡彭特（J. Chapentier）提出最优潮流概念。

• 美国休斯航空公司的 T. H. 梅曼（Theodore H. Maiman，1927—2007）发明了红宝石激光器，获得了性质与电磁波相同而且频率和相位都相当稳定的光，从此人类进入了研究现代光通信的时代。

1961 年

- 12月，北京电力设计院研制的真空管161型计算机投入使用，并在1964年的全国科学技术成果展览会上获得二等奖。
- 美国的保尔·巴伦（Paul Barn）在美国空军兰德（RAND）计划的研究报告中，首先提出分组交换技术，用于电话通信的安全保密。
- 英国的唐纳德·乌·戴维斯（Donald Davies）提出了分布式通信网和将通信电文分块进行存储转发的方案。

1962 年

- 美国研制出晶体管24路脉冲编码调制（pulse code modulation，PCM）设备，速率为1.544Mbit/s，用于市内电话局间中继。当时的中继距离为1.8km，最大传输距离为80km。
- 美国贝尔实验室论证了蜂窝式移动电话通信系统。

1964 年

- 美国兰德公司研究员保尔·罗兰设计了一种交互式的电脑网络，避开了传统信息系统必须经过中央控制和转换的环节，这是互联网的开始。

1965 年

- 美国贝尔系统在苏卡隆那开通了世界上第一部"程控空分电话交换机"，简称"1号电子空分交换机（No.1 ESS）"，程控交换的新时代由此开始。

1965～1969 年

- 加拿大于1965年建成从蒙特利尔到魁北克600km的735kV输电线路；苏联于1966～1967年建成从克拉科夫斯卡到莫斯科100km的750kV输电线路；美国于1969年建成从马尔基兹到贝克尔109km的765kV输电线路。

1966 年

- 7月，英国标准电信研究所的英籍华人高锟（Charles Kuen Kao）和霍克曼就光纤传输的前景发表论文。该文分析了造成光纤传输损耗的主要原因，从理论上阐述了把损耗降低到20dB/km的可能，并提出这样的光纤将可用于通信。

1967 年

- 美国人W.F.梯尼（W.F.Tinney）将牛顿-拉夫逊法应用于潮流计算，提出潮流计算牛顿-拉夫逊法，成为电力系统潮流计算的主要方法。同年提出稀疏矩阵技术，并用于牛顿法的潮流计算。
- 美国电力工程师T.E.迪利亚科（T. E. DyLiacco）提出自适应可靠性控制系统，提出了电力系统安全控制的基本概念和模式，构建了电力系统安全控制的基本框架。

1968 年

- 美国电力可靠性协会（National Electric Reliability Council，NERC）成立。
- 美国国防部高级研究计划署（Advanced Research Projects Agency，ARPA）提出了研制ARPA网的计划，根据保罗·罗兰设计的方案，开始研制用于支持军事研究的计算机网络——ARPANET。1969年，ARPANET建成并投入运行，标志着计算机网络的发展进入了一个崭新的纪元。最初建成的ARPANET是仅有4个节点的试验网。

1969 年

- 南京电力自动化设备厂研制成功中国第一套晶体管式线路继电保护装置。

1970 年

- 美国麻省理工学院（Massachusetts Institute of Technology，MIT）的教授F. C. 斯威普（F.C.Schweppe）首先借鉴航天领域的成果，发表了第一篇基于最小二乘算法的静态状态估计论文，提出了状态估计的概念及其方法，奠定了电力系统实时状态估计的基础。
- 世界上第一部数字程控电话交换机在法国巴黎郊区拉尼翁开通。
- 美国康宁玻璃公司（Corning Incorporated）的三名科研人员马瑞尔（Maurer）、卡普隆（Kapron）与克格（Keck）成功地制成了传输损耗仅为20dB/km的光纤。
- 瑞典首先在哥特兰岛直流输电工程原有的汞弧阀换流器上，扩建了直流电压为50 kV、输送功率为10 MW的晶闸管换流阀试验工程。
- 美国第一条高压直流输电线路在俄勒冈州和加利福尼亚州之间建成，电压为±400kV，长度为1362km，称为太平洋联络线。
- 美国内华达州莫哈维（Mohave）电厂因系统次同步谐振使得发电机的大轴损坏，同样的事故在1971年再次发生，这两次事故开启了对输电线路串联电容补偿引发的系统次同步谐振现象及应对措施的研究。

1972 年

- 世界上第一项全部采用晶闸管换流的伊尔河直流背靠背工程在加拿大投入运行。
- 6月6日，刘家峡—天水—关中330kV输电工程投运，这是中国电压等级最高的跨省输电线路。工程起于甘肃刘家峡水电厂，止于陕西眉县汤峪变电站，全长534km。

1973 年

- 8月，甘肃刘家峡水电站全部建成。该电站是中国自行设计、制造、施工的首座百万千瓦级水电站。电站于1958年9月27日正式开工；1969年4月首台22.05万kW机组投产；1973年8月首台30万kW机组投产。总装机容量122.5万kW，为当时中国水电之最。

- 电气与电子工程师学会（Institute of Electrical and Electronic Engineers，IEEE）工作组提出电力系统稳定分析用汽轮机和水轮机模型。
- 美国电力公司（America Electric Power Service Corp，AEP）的工程师 J. F. 道帕兹（J. F. Dopazo）首次将状态估计软件在 AEP 投入在线运行。

1974 年

- 中国电力科学研究院前身电网调度研究所开始电力系统分析综合程序的开发，持续工作 10 年，至 1984 年完成并推广应用，该项目获国家科技进步一等奖。
- 英国曼彻斯特理工学院（University of Manchester Institute of Science and Technology，UMIST）的 B. 斯托得（B. Stott）等提出了潮流计算 $P-Q$ 分解法。

1975 年

- 巴西伊泰普（Itaipu）水电站开工建设，1979 年 8 月主坝混凝土浇筑，1983 年第一台机组发电，1991 年 5 月最后一台机组发电，电站总装机容量 1400 万 kW（装有 20 台 70kW 机组），截至 2011 年底，是世界上在运的第二大水电站。

1976 年

- 7 月28 日，中国河北省唐山、丰南发生 7.8 级强烈地震。唐山电厂、陡河电厂和输变电系统遭到严重破坏，唐山电力供应全停，京津唐电网解列为 3 片。

1977 年

- 10月 1 日，西藏羊八井高温地热电站第一台 1000kW 发电机组投入运行。同年，广东丰顺建成第一座低温地热电站。
- 美国控制数据公司（Control Data Corp）开发成功第一个调度员培训仿真器（dispatcher training simulator，DTS）。
- 美国通用电气公司和费城电力公司开展合作项目，利用 VarianV72 小型计算机，通过微分方程算法计算阻抗值，实现输电线路距离保护和故障测距，安装在长 116km 的 500kV 输电线路上试运行。
- 世界上第一个商用光纤通信系统在美国芝加哥的两个电话局（相距 7km）之间开通，使用多模光纤，波长 0.85μm，速率为 44.736Mbit /s。

1978 年

- 8 月，京津唐电网中心调度所 CD—176 计算机自动监测及彩色屏幕显示系统投入运行。
- 12 月 21 日，内蒙古元宝山发电厂首台机组——由法国和瑞士引进的 30 万 kW 机组竣工发电。元宝山发电厂安装有 1×30 万、2×60 万 kW 机组，1975 年 9 月动工，1998 年 11 月全部建成。
- 德国利用地下盐溶洞（salt dome）在亨托夫（Huntorf）开发了电力系统压缩空气储能系统（CAES），容积 31 万 m^3，压力 10MPa，输出功率 290MW。此后美国于 1991 年及 2012 年也建造了 CAES 工程。
- 在美国芝加哥试验成功第一个移动电话通信系统。

1979 年

- 3 月，广东电网与香港中华电力公司所属九龙电网联网供电，采用 110/66kV 电压联网。
- 美国夏威夷西部海岸建立了一座额定功率为 50kW、净输出功率为 15kW 的闭式循环发电系统，这是世界上首次从海洋温差能中获得具有实际意义的电力。

1980 年

- 7 月，中国电力工业部在大连召开了电网稳定会议，对近 11 年全国各网发生的 210 次稳定破坏事故进行了分析，讨论制定了《电力系统稳定导则》。
- 苏格兰在西海岸敷设了世界上第一条海底光缆。

1981 年

- 电气与电子工程师学会（Institute of Electrical and Electronic Engineers，IEEE）工作组提出电力系统稳定分析用励磁模型。
- 12 月，中国第一项 500kV 输变电工程——平顶山—武昌 500kV 超高压输变电工程投产运行。线路北起河南省平顶山市姚孟电厂，跨越汉水和长江天堑，南至湖北省武昌凤凰山变电站，全长 594.88km，有 1514 基铁塔。1978 年 8 月开始设计，1979 年 11 月开工兴建。

1982 年

- 10月 11 日，中国第一座太阳能光伏电站建成投运，该电站位于内蒙古自治区巴林右旗古力古台村，功率 560W。
- 民主刚果的因加—沙巴（Inga－Shaba）直流工程投运，送电功率 560MW，电压等级±500kV，送电距离 1700km。
- 年底，大亚湾核电厂获得批准，1983 年筹建，1 号机组反应堆于 1993 年 5 月装载首炉核燃料，7 月达到临界，8 月并网，1994 年 2 月投入商业运行。2 号机组于 1994 年 5 月投入商业运行。

1983 年

- 开始推广引进的电力系统分析软件。20 世纪 80 年代初开始由中国访问学者引进美国及加拿大的电力系统分析软件，并对其进行改造以适合中国应用环境。如美国的电力系统潮流、稳定分析程

序；加拿大的电力系统电磁暂态过程分析程序以及电力系统谐波分析程序都被消化吸收，开发出相应的应用程序，这对中国电力系统分析技术的发展起到很重要的作用。

- 横跨大西洋的电缆开通使用，全长3277km，容量为4200个电话电路。

1984年

- 美国的David I. Sun和R.C.伯切特（R. C. Burchett）分别同时提出最优潮流计算的牛顿法。
- 6月30日，大同二电厂1号机组投产。一期工程安装6台20万kW机组，1988年11月23日最后一台机组投产。二期工程为60万kW国产直接空冷机组试点，2005年4月21日投产。2007年5月28日，三期2台60万kW超临界直接空冷机组开始建设。
- 华北电力大学主研的中国第一套微机距离保护样机在河北邯郸马头电厂经过试运行，通过了科研鉴定。
- 中国水利电力部颁布SD131—1984《电力系统技术导则》。
- 苏联原中央电力研究所等单位起草并发布《电力系统稳定导则》。

1985年

- 3月20日，中国第一座核电厂——浙江秦山核电厂一期工程正式开工。一期工程装机容量为30万kW，大部分设备由中国自行设计制造，1991年12月15日并网发电，1994年4月1日开始商业运行，1995年7月13日通过国家验收。二期工程安装2台国产60万kW机组，1号机组2002年4月投运，2号机组2004年5月投运。三期工程引进加拿大2台70万kW机组，1号机组2002年12月投运，2号机组2003年11月投运。
- 8月，中国技术进出口公司与美国西屋系统公司签订了《中国四大网能量管理系统工程》合同，决定引进华北、华中、东北、华东四大电网调度自动化系统；1988年完成四大电网调度自动化系统引进工程。
- 10月，葛洲坝水电站至上海南桥换流站±500kV直流输变电工程全线开工。工程包括1045km输电线路，两个换流站（葛洲坝宋家坝和上海南桥）。1989年9月单极600MW投入运行，1990年8月双极1200MW投入运行。工程实现华中电网与华东电网互联，在中国首次实现非同步跨大区联网。
- 11月，宁夏电网并入西北电网，缓和了宁夏缺电的情况，形成陕甘宁青电网。
- 中国水利电力部成立电力可靠性管理中心，负责中国的电力可靠性管理日常工作，陆续开展发、输、配电设备及系统的可靠性统计以及有关标准的研究制定工作。2006年1月25日电力可靠性管理正式纳入国家电力监管委员会的监管体系，电力可靠性管理工作转变为政府监管行为。2013年8月12日，国家电力监管委员会电力可靠性管理中心划转国家能源局，更名为国家能源局电力可靠性管理中心，中国电力可靠性监督管理工作转由国家能源局负责。
- 英国南安普顿大学首次研制成功“掺铒光纤”，即光纤放大器。
- 苏联建成世界首条1150kV特高压输电线路，从埃基巴斯图兹—科克切塔夫—库斯坦奈，输电距离890km，含3座变电站，1992年降压至500kV运行。

1986年

- 加拿大魁北克到美国新英格兰地区的多端直流工程首期投运。后多次升级改造达到送电功率2250MW，电压等级±500kV，送电距离1480km，五端系统。
- 巴西伊泰普（Itaipu）直流输电工程一期单极投运。该工程是从伊泰普水电站向圣保罗地区送电工程。它包括两个±600kV直流输电双极工程项目，每个项目输送容量均为3150MW，送电距离分别为785km和850km。该工程保持多年的电压等级、输送容量世界第一，是第一个采用数字控制的高压直流输电工程。
- 中国第一台微机高压线路保护装置产品诞生，并在辽宁省辽阳供电局投入试运行。

1987年

- 中国自行设计、全部应用国产设备的舟山直流工程单极投运，电压等级－100kV，送电功率50MW，从浙江电网跨海向舟山群岛供电，包括宁波整流站、舟山逆变站、42km直流架空线路和12km海底电缆。
- 9月，青海龙羊峡水电站1号机组投产，该机组是中国第一台32万kW立式混流式水轮发电机组。该电站是黄河干流“龙头”水电站，坝高178m，库容247亿m^3，装机容量128万kW，是当时坝体最高、库容最大、单机容量最大的水电站。电站于1976年开工，1977年12月导流洞开工，1986年10月下闸蓄水，1989年6月最后一台机组建成。

- 意大利—科西嘉—撒丁岛三端直流（LCC－HVDC）输电工程投入运行，电压200kV，送电功率200MW。

1988年

- 弗吉尼亚工学院（Virginia Tech）的阿伦·斐克（Arun Phadke）和吉姆·索普（Jim Thorp）教授首次提出相量测量单元（Phasor Measurement Unit，PMU）概念和算法。
- 12月6日，葛洲坝水电站最后一台机组投运。至此，21台机组全部投产，总装机271.5万kW。葛洲坝工程是长江上第一座大型水利枢纽工程，1981年1月4日大江截流，1981年12月27日第一台机组发电。1991年11月27日二期工程通过国家正式验收，工程全部竣工。葛洲坝17万kW机组为当时中国自行研制的最大低水头轴流式发电机组。
- 英国议会通过了《电力私营化法案》，标志英国电力私有化开始；1990年，英国电力工业分解为19个独立法人，电力市场建设开始；1998年，英国颁布电力市场改革的总体方案。
- 中国水利电力部颁布《输变电设施可靠性统计实施办法》；1992年，中国能源部颁布《电力可靠性管理工作若干规定》；1993年中国能源部颁布《发电设备可靠性评价办法》，2001年，中国国家经济贸易委员会颁布DL/T 793—2001《发电设备可靠性评价规程》，中国国家经济贸易委员会修订并颁布DL/T 755—2001《电力系统安全稳定导则》。

1989年

- 中国形成了7个跨省电网（东北、华北、西北、华东、华中、南方四省电网和川渝电网），以及5个独立的省电网（山东、福建、海南、新疆和西藏电网）。到2000年，除西北形成330/220/110kV主网架外，其余6个跨省电网均为500/220kV为主干网、110kV为高压配电的电力网结构。北京、上海、山东、广西、广东等省（自治区、直辖市）已形成500kV环网。

1990年

- 基于四大电网调度自动化系统引进工程，清华大学在东北电网的调度自动化系统上实现了状态估计等能量管理系统（energy management system，EMS）高级应用软件和调度员培训仿真系统（dispatcher training simulator，DTS），并在东北电网投入运行，同期中国电力科学研究院开发的调度员培训仿真系统也在华北电网投入运行。
- 万维网（WWW）开始在因特网上出现，其软件系统是日内瓦欧洲核子研究中心（Conseil Europeen pour la Recherche Nucleaire，CERN）的研究人员蒂姆·伯纳斯·李（Tim Berniers－Lee）为研究高能物理的信息需要而开发的。

1991年

- 9月美国通用电气公司为美国电力科学研究院编写的报告提出灵活交流输电系统（flexible AC transmission system，FACTS）；同年11月美国电力科学研究院的N.G.Hingorani在美国输电年会上发表阐述FACTS的文章。
- 美国阿拉巴马州的麦金托什（McIntosh）建造了地下压缩空气储能系统，容积56万m^3，压力7.5MPa，输出功率110MW。

1992年

- 美国电力市场化改革开始，能源政策法案出台，同意开放电力输送领域，并要求在电力批发市场引入竞争。
- 美国电气与电子工程师学会（Institute of Electrical and Electronic Engineers，IEEE）工作组提出电力系统稳定分析用负荷模型。
- 电能质量领域的第一个国际标准IEC 61000-1-1《电磁兼容基本术语和定义的应用与解释》发布。此后，该标准发展成为电能质量领域的系列IEC标准。

1993年

- 12月15日，中国第一条连接国际光缆网的海底光缆——中日海底光缆开通。从上海南汇至日本宫崎，全长1252km，可供15120对人同时通电话，或开通其他非话业务。
- 中国颁布电能质量领域的第一个国家标准GB/T 14549—1993《电能质量 公用电网谐波》。截至2013年，中国电能质量领域已形成涵盖10大项内容由14项具体标准构成的系列标准。
- 第一套实时数字仿真器（real time digital simulator，RTDS）在加拿大马尼托巴（Manitoba）高压直流研究中心问世。
- 中国城乡建设部与水利电力部于联合发布了《城市电力网规划设计导则》（能源电〔1993〕228号），有效地指挥了中国大规模配电系统的改造工作。

1994年

- 10月，电力工业部发出第3号令，发布《电网调度管理条例实施办法》。
- 12月14日，中国三峡水利枢纽工程开始兴建，1997年11月8日截流，2003年7月并网发电，2003年10月左岸首批机组发电，2012年全部建成投运，大

坝长2335m，坝高185m，正常蓄水位175m，库容393亿m^3。电站装机总容量2250万kW，共安装32台70万kW机组，2台5万kW机组，截至2012年底，是世界上最大的水电站。

- 8月，电力工业部在北京召开电力可靠性指标发布会，这是中国第一次电力可靠性指标发布会，之后每年召开一次。

1995年

- 清华大学首次提出电网模型的图模库一体化建模技术，并在天津电网调度自动化系统中应用，改变了传统的能量管理系统（energy management system，EMS）的建模工作。

1996年

- 中国电力科学研究院开发的调度自动化系统支撑平台CC—2000在东北电网投入运行。该院联合清华大学、东北电力公司在此平台上开发的EMS/DMS系统通过鉴定并成功在东北电网应用。
- 天津大学开发完成具有负荷分布预测、变电站优化、配电网络规划、无功电源规划等功能的城市电网规划计算机辅助决策系统，成功在鞍山城市电网规划中获得应用。
- 美国联邦电力监管委员会（Federal Energy Regulatory Commission，FERC）要求所有的输电商开放电网，提供无歧视的电网准入和输电服务。

1997年

- 5月，广东岭澳核电厂一期工程主体工程举行开工典礼。一期建设2台99万kW核电机组。1号机组2002年5月正式投入商业运行；2号机组2003年1月投入商业运行。2005年12月，岭澳二期工程开工。二期建设2台百万千瓦级压水堆核电机组。1号机组2010年7月并网发电，成为中国发电装机容量突破9亿kW标志性机组。2011年8月，岭澳二期工程全面建成投产。

1998年

- 南瑞集团公司开发成功能量管理系统OPEN—2000，它集监控与数据采集（supervisory control and data acquisition，SCADA）、自动发电控制（automatic generation control，AGC）、个人通信接入系统（personal access system，PAS）、数据传输服务（data transformation services，DTS）、数据库管理系统（database management system，DMS）、调度管理信息系统（dispatching management information system，DMIS）于一体，适用于网、省调和大中型地调。
- 中国提出在电力行业实行厂网分开、竞价上网的改革，先后确定山东、上海、浙江及东北的辽宁、吉林、黑龙江6个省级电网试行发电侧竞价上网和电力市场。
- 爱立信、东芝、IBM、英特尔、诺基亚五大公司联合推出蓝牙（bluetooth）技术，使电信与计算机进一步融合。

1999年

- 3月，清华大学与河南电力局共同研制的用于220kV电网±20Mvar静止无功补偿装置（static compensators，STATCOM）在河南电网成功投入运行。2006年2月28日，采用基于集成门极换向晶闸管（integrated gate commutated thyristor，IGCT）的链式逆变器的±50Mvar STATCOM在上海黄渡分区西郊变电站并网试运行。

2000年

- 天生桥—广州直流输电工程投运，送电功率1800 MW，电压等级±500 kV，送电距离960 km；2000年极1投运，2001年7月双极投运，正式投入商业运行。
- 美国邦纳维尔电管局（Bonneville Power Administration，BPA）投入运行了第一个广域测量系统（wide area measurement system，WAMS）。

2001年

- 5月，华北、东北两大电网通过500kV姜绥线联网运行，交换容量60万kW，联络线长167km。这是中国第一次以交流方式实现大区联网。
- 12月，福州—浙江金华500kV输变电工程投产，福建省电网并入华东电网。
- 美国电力科学研究院提出了智能电网的概念（intelligent grid）。2002年欧盟委员会实施了“欧洲智能能源”计划，并于2005年成立欧盟智能电网（smart grids）技术论坛。2009年5月国家电网公司提出“建设坚强智能电网”。

2002年

- 4月，三峡—万县500kV线路投产，川渝电网与华中电网实现同步交流联网。
- 12月21日，三峡上海送出工程——三常直流输电工程投运，由三峡龙泉至常州政平，860km，送电功率3000 MW，电压等级±500 kV。随后三峡送出的另外两个直流输电工程三沪工程及葛沪直流升级改造工程又于2007年和2011年相继投运。
- 中国国务院出台《电力体制改革方案》（国发〔2002〕5号），电力工业开始厂网分开、政监分离的市场化改革；初步形成政府宏观调控、监管机构依法监管、企业自主经营、行业组织自律服务的新格局。
- 嵊泗直流输电工程投运，送电功率60MW，

电压±50kV，送电距离66.2 km，其中电缆59.7km，架空线6.5km。

- 中国形成了6个跨省市大电网：东北（含内蒙古东部）、华北（含山东）、西北、华东（含福建）、华中（含四川、重庆）电网和南方电网（含云南、贵州、广东、广西、海南）。各相邻大电网间基本实现了互联。

2003年

- 8月14日，美国中西部、东北部及加拿大安大略省发生了大面积停电事件。事件开始于美国东部时间14日16时左右，4日后美国部分地区的电力供应仍未完全恢复，安大略省部分地区的停电持续了一个多星期。停电事件影响到约5000万人口，造成美国俄亥俄、密歇根、宾西法尼亚、佛蒙特、马萨诸塞、康涅狄格、新泽西7个州及加拿大安大略等地区约6180万kW的负荷损失，停电范围超过9300$mile^2$（$1mile^2=2.589\,988km^2$）。停电造成的损失估计为40亿～100亿美元。
- 9月，河南新乡至河北邯郸500kV输电线路投产，华中电网与华北电网以交流实现联网。
- 中国国家发展和改革委员会颁布《输变电设施可靠性评价规程》（DL/T 837—2003）和《供电系统用户供电可靠性评价规程》（DL/T 836—2003）。

2004年

- 3月25日和2005年3月29日，东北电网有限公司、中国电力科学研究院等单位，在东北电网进行了4次金属性三相短路大扰动实验，基于对大扰动实验实测数据研究分析，提出考虑配电网络的综合负荷模型（synthetic load model，SLM）。
- 6月，三峡—广州±500kV直流输电线路投运，线路全长975km，输送容量300万kW。加上此前投产的湖南鲤鱼江电厂—广东韶关500kV交流输电线路，华中电网与南方电网以交流直流两条线路联网。
- 9月，由中国电力科学研究院研制的晶闸管控制电抗器型静止无功补偿器在辽宁鞍山红一堡变电站投运，装置电压35kV，动态容量80Mvar。这是第一台国产用于输电系统的这类装置，此前中国曾进口6套。
- 贵州—广东直流输电工程投运，送电功率3000MW，电压等级±500kV，送电距离880 km。

2005年

- 2月，国电南瑞科技股份有限公司开发的基于标准化平台的OPEN－3000调度自动化系统在江苏电网投入运行。
- 3月2日，河北辛安与山东聊城500kV输电线路投运，实现了山东电网与华北电网联网。
- 8月，高温超导限流器（10.5kV，1.5kA）在湖南娄底市高溪变电站投入运行。
- 9月26日，中国第一条750kV超高压输电线路——官亭—兰州东750kV输变电示范工程正式投运。该工程于2004年8月开工建设，起自青海官亭，止于甘肃兰州东750kV变电站，途经青海、甘肃两省，全长141km。
- 浙江宁海发电厂60万kW 2号机组投产，成为中国发电装机容量突破5亿kW的标志。
- 第一套能模拟万节点级大规模电网的实时数字仿真装置——电力系统全数字实时仿真装置（advanced digital power system simulator，ADPSS）由中国电力科学研究院开发完成。

2006年

- 3月27日，位于云南省曲靖市的翠峰110kV数字化变电站投入运行，并于11月通过验收，这是中国首座采用IEC 61850通信协议的数字化变电站。
- 7月1日，华中（河南）电网因继电保护误动作、安全稳定控制装置拒动等原因引发一起重大电网事故。事故造成5条500kV、5条220kV线路跳闸，停运发电机组32台，减少发电出力577万kW，系统功率振荡最低频率达到49.11Hz，系统发生较大范围、较大幅度的功率振荡；华中东部电网与川渝电网解列，华中电网与西北电网直流闭锁，与华北电网解列。此次电网事故是中国自1986年以来波及范围最广、跳闸发电机组最多的电网事故。
- 9月19日，500kV，150Mvar分级式可控高压并联电抗器在山西忻都开关站投运。
- 11月，中国第一台超超临界百万千瓦机组——华能玉环电厂1号机组投产。作为中国国家“863”科技攻关依托项目，研究成果获2007年度国家科学技术进步奖一等奖，工程获2008年度全国优秀工程勘察设计金奖。
- 中国电力可靠性管理纳入电监会的监管体系，电力可靠性管理中心更名为国家电力监管委员会电力可靠性管理中心。
- 中国第一个国家级生物质直燃发电示范项目在山东单县建成，装机容量2.5万kW。
- 中国政府颁布实施了《中华人民共和国可再生能源法》，并制定了新能源和可

再生能源产业发展规划，重点发展太阳能光热利用、风力发电、生物质能高效利用和地热能的利用。

2007 年

- 8 月，中国国务院办公厅颁布《节能发电调度办法》，首先由广东、贵州、四川、江苏和河南 5 省试点。
- 9 月 29 日，世界首台 500kV 磁控式可控并联电抗器在湖北江陵投运。
- 10 月 12 日，中国国家发展和改革委员会对设置在中国电力科学研究院的“电力系统仿真国家工程实验室”授牌。该实验室由电力系统动态模拟、数模混合仿真及电力市场环境下的运行及安全监控等基础设施组成，开展电力系统规划、电网安全稳定运行中的重大关键技术的试验研究和相关技术的开发。
- 10 月 23 日，500kV 东北伊冯可控串补装置进行最后一项试验——人工接地短路试验，所有保护装置正确动作，线路重合成功，第一套完全由中国自主设计、制造、安装的 500kV 可控串补装置正式投入试运行。
- 12 月，贵州—广东第二回±500kV 直流输电工程双极投入运行，这是中国第一个直流输电自主化示范工程。工程起于贵州兴仁换流站，止于广东深圳换流站，线路全长 1194km，途经贵州、广西、广东三省（区），工程额定直流输送功率为双极 3000MW，额定直流电压为±500 kV。
- 12 月，三峡输变电工程全面竣工投产，其建设规模为：±500kV 直流工程 3 项，直流线路总长度 2965 km，换流总容量 1800 万 kV·A；500kV 交流输变电工程 88 项，线路总长度 6519 km，变电总容量 2275 万 kV·A；同时建设的还有通信、调度等配套系统工程。
- 中国国家电力监管委员会颁布《电力可靠性监督管理办法》。

2008 月

- 11月 25 日，连接东北和华北电网的高岭直流背靠背一期工程投运，送电功率 1500 MW。一期工程于 2005 年开工建设，是东北地区第一个 500kV 直流输电工程。二期工程于 2012 年 11 月 6 日投运，总送电功率达 3000MW。

2009 年

- 1 月6 日，中国自主规划、自主研制、自主设计、自主建设的首项特高压交流输变电工程——晋东南—南阳—荆门 1000kV 特高压交流试验示范工程正式投入运行。该工程起自山西长治晋东南 1000kV 变电站，经河南南阳 1000kV 开关站到湖北省荆门 1000kV 变电站，跨越山西、河南、湖北 3 个省。线路全长 640km，共有铁塔 1284 基。工程于 2006 年底开工建设，2008 年 12 月全面竣工。
- 4 月，青海拉西瓦水电站 6 号机组投产发电，成为中国发电装机容量突破 8 亿 kW 的标志。
- 6 月 30 日，亚洲第一、世界第二的超高压、长距离、较大容量跨海电力联网工程——500kV 海南联网工程正式投运，海南省“电力孤岛”的历史由此结束。工程起自广东省湛江港城 500kV 变电站，穿越琼州海峡，至海南省澄迈福山变电站，接入海南 220kV 电网。线路总长 171.9km（其中海底电缆 32km），送电容量 600MW。
- 12 月 21 日，灵宝背靠背直流联网工程建成投运，是中国第一个实现西北—华中大区联网的背靠背直流工程，是中国自主设计、自主建设的直流工程。工程位于河南省三门峡市西南的灵宝市，分两期建设，其中灵宝背靠背换流单元Ⅰ额定容量为 360MW，灵宝背靠背换流单元Ⅱ额定容量为 750MW。
- 12 月 22 日，世界首台基于晶闸管串联保护装置（thyristor protected series capacitor，TPSC）技术的 500kV 故障电流限制器在浙江瓶窑变电站投运。
- 德阳—宝鸡直流工程投运，送电功率 3000 MW，电压等级±500kV，送电距离 534km。
- 中国国家电网公司国家电网调度中心在线安全分析软件投入调度运行。
- 浙江北仑发电厂成为中国首个总装机容量达 500 万 kW 的火电厂。

2010 年

- 2 月，中国首座柔性直流换流站——35kV 南风换流站首次充电起动，标志着中国清洁能源的接入技术达到了国际领先水平。
- 3 月，云南小湾水电站大坝全线封顶，高 294.5m，成为世界上最高的拱坝；8 月，小湾水电站 4 号机组建成发电，成为中国水电装机容量突破 2 亿 kW 的标志。
- 3 月，上海世博园智能电网综合示范工程建成，成为世界上首个涵盖“发电、输电、变电、配电、用电、调度 6 个环节和通信信息支持平台”的智能电网综合示范工程。
- 6 月 18 日，世界首个±800kV 直流输电工程——±800kV 云南—广东特高压直流输电工程双极竣工投产。该工程西起云南楚雄，东至广东广州，输电

距离 1373km，额定容量 500 万 kW，由楚雄换流站、穗东换流站、直流线路、两侧接地极和接地极线路 5 大部分组成。工程于 2006 年底开工，2009 年 6 月 30 日单极投产。

- 7 月 8 日，中国向家坝—上海±800kV 特高压直流输电示范工程投入运行。线路全长 1907 km，输送能力达 700 万 kW 级，是世界上输送容量最大、送电距离最远、技术水平最先进、电压等级最高的直流输电工程。
- 7 月，青藏交直流联网工程开工建设。工程主要包括西宁—柴达木 750kV 输变电工程、柴达木—拉萨±400kV 直流输电工程和西藏中部 220kV 电网工程 3 部分，全长 2530km，总投资 162.86 亿元。2011 年 12 月 9 日投入试运行。
- 9 月 28 日，世界上第一个潮间带风电场——江苏如东海上潮间带 3.2 万 kW 示范项目建成投产。
- 9 月，呼伦贝尔—辽宁直流工程投运，送电功率 3000MW，电压等级±500kV，送电距离 908km。
- 华电国际莱州电厂开工建设，为中国首家设计煤耗低于 270g/（kW·h）的发电厂，采用海水淡化技术供水，可实现污水“零排放”。
- 年底，中国全年风力发电新增装机达 1600 万 kW，累计装机容量达到 4183 万 kW，首次超过美国，跃居世界第一。
- 国家电网调度控制中心组织中国电力科学研究院和国网电力科学研究院合作开发的智能电网调度技术支持系统（D-5000）在华中电网投入运行，并在国内大范围推广应用。

2011 年

- 2 月 28 日，世界首项±660kV 电压等级的直流输电工程——宁东—山东±660kV 直流输电示范工程实现双极投运。该工程起自银川东换流站，止于青岛换流站，途经宁夏、陕西、山西、河北、山东 5 省（区）。线路全长 1333km，共有铁塔 2807 基。工程于 2009 年 6 月 24 日正式开工建设。
- 7 月 25 日，上海南汇风电场柔性直流输电示范工程投运，这是中国乃至亚洲第一个基于电压源型换流器的直流输电工程。该柔性直流输电工程额定电压为±30kV，直流额定电流 300A，输送功率 18MW。
- 12 月 9 日，青海—西藏±400kV 直流输电工程投入试运行，起点青海格尔木换流站（海拔 2850m），落点西藏拉萨换流站（海拔 3800m），直流线路全长 1038km，是世界上海拔最高的高压直流输电工程。
- 12 月 16 日，中国 1000kV 特高压线路（晋东南—南阳—荆门）串联电容补偿装置正式投入运行，补偿度 40%。

2012 年

- 4 月1 日，中俄直流 500kV 背靠背联网工程在黑龙江黑河投运。俄罗斯方连接点在阿穆尔 500kV 变电站，经 400km 输电线路到中方连接点黑龙江黑河换流站，换流站容量 750MW。除 500kV 阿黑直流背靠背项目外，俄罗斯向中国送电还有另外两个通道：220kV 布拉戈维申斯克到黑龙江瑷珲以及 110kV 布拉戈维申斯克到黑河。
- 8 月，中国第一座聚光太阳能热发电站——中国科学院电工所八达岭太阳能热发电实验电站运行发电。
- 锦屏—苏南±800kV 直流输电工程投运，输电容量为 7200MW，输电电流为 4500A，是中国“西电东送”项目之一。
- 高岭背靠背直流工程Ⅱ期建成投运，额定电压±125kV，额定电流 3000A，额定功率 1500MW，实现了东北电网与华北电网的非同期联网，加强了全国六大区域电网的互联。
- 中国发电装机容量达到 11.47 亿 kW，成为世界第一电力装机大国。

2013 年

- 9 月3 日，云南普洱—广东江门±800kV 直流输电工程（糯扎渡直流工程）开始向广东送电，这是继±800kV 云南—广东特高压直流输电工程之后，南方电网公司建设的第二条特高压直流输电线路。
- 12 月 25 日，中国广东汕头南澳±160kV 多端柔性直流输电示范工程正式投运。该工程分别在南澳岛上的青澳、金牛各建设一座换流站，在大陆澄海区建设一座换流站，三站容量分别为 5 万、10 万、20 万 kW，建设直流电缆混合输电线路 40.7km。接纳海上风电，工程每年能输送风电 5.6 亿 kW·h。这是世界上首个多端柔性直流输电工程。
- 皖电东送淮南—上海 1000kV 特高压交流输电示范工程建成投运，线路全长 649km，这是中国首条同塔双回特高压交流线路。

条目标题汉字笔画索引

说　明

一、本索引供读者按条目标题的汉字笔画查检条目。

二、条目标题按第一字的笔画由少到多的顺序排列，笔画数相同的字按起笔笔形一（横）、丨（竖）、丿（撇）、丶（点）、乛（折，包括乛㇄く等）的顺序排列。第一字相同的，依次按后面各字的笔画数和起笔笔形顺序排列。

三、以罗马数字、阿拉伯数字、拉丁字母、斯拉夫字母和希腊字母开头的条目标题依次排在汉字开头的条目标题的后面。

四、参见条（虚条）的页码采取虚实条兼注的方式，即参见条页码在括号外，被参见条页码在括号内。

二画

［一］

［丿］

三画

［一］

［丨］

［丶］

［乛］

四画

［一］

［丨］

［丿］

［丶］

［乛］

五画

[一]

[丨]

六画

［一］

七画

八画

九画

［一］

［丿］

［丶］

十画

［一］

［丨］

［丿］

［丶］

［乛］

十一画

［一］

［丨］

［丿］

［丶］

［乛］

条目标题外文索引
(INDEX OF ARTICLES)

A

B

C

D

E

F

N

O

P

R

S

T

U

V

W

Z

内 容 索 引

说 明

一、本索引是全卷条目和条目内容（含插图）的主题分析索引。索引主题按汉语拼音字母的顺序并辅以汉字笔画、起笔笔形顺序排列。同音时，按汉字笔画由少到多的顺序排列，笔画数相同的字按起笔笔形一（横）、丨（竖）、丿（撇）、丶（点）、乛（折，包括亅乚く等）的顺序排列。第一字相同的，按第二字，余类推。以罗马数字、阿拉伯数字、拉丁字母、斯拉夫字母和希腊字母开头的主题，依次排在汉字索引主题的后面。

二、设有条目的主题用黑体字，未设条目的主题用仿宋体字。

三、索引主题之后的阿拉伯数字是主题内容所在的页码，数字之后的小写拉丁字母表示索引内容所在的版面区域。本书正文的版面区域划分如右图。

a	d
b	e
c	f

A

B

D

E

F

H

K

M

N

S

T

X

Y

Z

插 图 索 引

电力系统卷（第三版）修订人员名单

（按姓氏笔画排列）

丁　明　　于　高　　于　晶　　王一蓉　　王凤雨　　王成山　　王守相　　王　利
王秀丽　　王明新　　王承民　　王　浩　　王　娟　　王继东　　王锡凡　　王熙亮
尹项根　　孔祥玉　　龙　燕　　田　芳　　白晓民　　白晓杰　　吕俊峰　　朱艺颖
朱少敏　　刘　东　　刘冬梅　　刘　军　　刘　丽　　刘建明　　刘　洪　　安　宁
孙华东　　孙宏斌　　孙雪飞　　孙集伟　　孙蕴杰　　严剑峰　　李云峰　　李　丹
李永丽　　李亚楼　　李　刚　　李伟华　　李伟良　　李兴源　　李冰寒　　李　芳
李　杨　　李　杨(女)　李伯中　　李祥珍　　李　鹏　　李群炬　　李　静　　杨成月
杨奇逊　　杨　俊　　杨　洪　　杨霄航　　杨攀峰　　肖　兰　　肖　峻　　吴　冰
吴利军　　吴凯峰　　吴维韩　　吴新平　　别朝红　　何光宇　　何　江　　辛耀中
闵　勇　　汪　洋　　沈晓凡　　宋国兵　　张文涛　　张东霞　　张印昶　　张伯明
张　杰　　张宝金　　张春光　　张　荣　　张素香　　张　哲　　张朝霞　　张惠勤
张禄庆　　陈寿孙　　陈　芳　　陈　丽　　陈德树　　陈德胜　　武至栋　　范丽霞
范鹏展　　林海雪　　罗凤章　　周双喜　　周孝信　　周泽昕　　周　游　　郑越峰
赵子岩　　赵丙镇　　赵　峰　　赵　娟　　赵畹君　　胡平平　　胡　劲　　胡学浩
要焕年　　钟　金　　姜齐荣　　姚建国　　贺家李　　袁　洲　　耿　亮　　索南加乐
粟　宁　　贾小铁　　贾　蕊　　钱钢粮　　徐石明　　殷树刚　　高昆仑　　郭　力
郭志忠　　郭经红　　唐　飞　　唐　佳　　黄少锋　　黄明良　　黄益庄　　曹津平
彭元龙　　葛耀中　　蒋小林　　蒋晓荣　　韩平军　　韩英铎　　韩福坤　　傅　旭
鲁宗相　　曾令康　　谢开贵　　谢玉和　　谢绍雄　　甄　岩　　雷学义　　潘　磊
薛永兴　　薛禹胜　　穆智勇　　戴剑锋　　魏光耀　　魏　伟　　濮　钧

电力系统卷（第一版）撰稿人员名单

（按姓氏笔画排列）

于尔锵　马大强　马永超　王元林　王世缨　王庆涠　王忠治　王梅义
王锡凡　王满义　王濂泉　卢武彬　叶世勋　田德民　白同朔　朴德广
朱　宁　刘　取　刘金铎　刘　觉　刘祖丰　刘增煌　许金涛　孙光辉
李本智　李汉香　李永庄　李振和　李朝安　杨奇逊　杨冠城　杨莳百
杨雅樑　杨　辉　杨毅刚　吴中习　吴国炎　吴竞昌　何大愚　沈济源
沈根才　沈培厚　沈赞埙　张玉功　张延龄　张惠勤　陈文高　陈信昌
陈冠南　陈淑荣　陈淑真　陈维千　陈道元　周孝信　周国斌　周鸿顺
郑逢时　郑源春　单渊达　赵争鸣　赵祖康　赵智大　相年德　柳椿生
姜咸宁　费翊群　夏道止　顾永昌　倪以信　郭永基　唐德光　黄志明
彭世樑　董柏林　韩祯祥　惠子厚　程鹏达　曾南超　曾昭华　曾　俊
蓝毓俊　雷衍鸿　蔡　邠　蔡　洋　戴熙杰

电力系统卷（第二版）修订人员名单

（按姓氏笔画排列）

丁新良	于尔锵	马永超	王元林	王成山	王伟胜	王泉根	王梅义
王锡凡	王满义	卢之埜	叶世勋	刘建明	刘增煌	汤　涌	许金涛
孙凤杰	孙光辉	李月乔	李　顺	杨奇逊	杨攀峰	吴竞昌	何大愚
余运佳	沈根才	张元秀	张文涛	张金城	张　琦	张惠勤	陈文高
陈正石	陈信昌	陈清美	陈淑真	林海雪	林集明	金文龙	周士璋
周孝信	郑源春	单渊达	赵祖康	赵智大	赵畹君	费翊群	倪以信
徐　政	郭永基	郭国川	唐德光	陶　瑜	曹汝滨	曹惠彬	董柏林
韩祯祥	惠子厚	焦培泽	焦　群	曾南超	曾昭华	曾　俊	潘勇伟

电力系统卷（第三版）
主要编辑出版人员名单

责任编辑 穆智勇 陈 丽 肖 兰 邓 春

索引编辑 穆智勇 陈 丽 肖 兰

设计负责 王建华 李东梅 李卫东 杨志国

封面设计 王红柳

正文设计 赵姗姗 肖光艺

责任描图 陈丽梅 马素芳

责任校对 罗凤贤 黄 蓓

责任印制 邹树群